



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

TEEMU YLI-LÄNTTÄ
SÄHKÖNJAKELUVERKON KEHITTÄMISSUUNNITELMA SEKÄ
TOIMITUSVARMUUSTARKASTELU MONTE CARLO –
SIMULAATION KEINAIN
Diplomityö

Tarkastaja: professori Pekka Verho
Päiväys: 3.9.2014

TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Sähkötekniikan koulutusohjelma

YLI-LÄNTTÄ, TEEMU: Sähkönjakeluverkon kehittämissuunnitelma sekä toimitusvarmuustarkastelu Monte Carlo –simulaation keinoin

Diplomityö, 88 sivua, 11 liitesivua

Maaliskuussa 2018

Pääaine: Sähköenergia

Avainsanat: Monte Carlo -simulointi, jakeluverkon vikaherkkyys, maaseutumainen jakeluverkko

Uudessa sähkömarkkina-laissa määritettiin sähkönjakeluverkon toimitusvarmuudelle täytettävät reunaehdot. Jakeluverkkoihin kohdistuvassa toiminnanohjauksessa on painotettu toimitusvarmuuden merkitystä osana jakeluverkkoyhtiöiden kustannustehokasta toimintaa. Diplomityön ensisijaisena tavoitteena on luoda periaate KENET Oy:n jakeluverkon kehittämissuunnitelmalle, jolla sähkömarkkina-laissa esitetyt laatuvaatimukset saavutetaan.

Diplomityö alustetaan jakeluverkon rakentamista sekä ylläpitoa ohjaavan reguloinnin esittelyllä, jonka lisäksi jakeluverkon rakentamisesta aiheutuvat osakustannukset käydään lävitse. Jakeluverkon toimitusvarmuuden parantamisen sekä rakentamisen vaihtoehtoihin paneudutaan kappaleessa kolme. KENET Oy:n jakeluverkon suurhäiriökestoisuutta tarkastellaan simuloimalla suurhäiriötilanteita Monte Carlo –menetelmällä. Simulointitulosten perusteella jakeluverkolle suunnitellut kehittämistoimenpiteet vähentävät merkittävästi yli kuuden tunnin mittaisia jakelukeskeytyksiä asemakaava-alueen ulkopuolella. Lisäksi simuloinnissa ei havaittu yli 36 tunnin jakelukeskeytyksiä, jolloin niiden todennäköisyys jää marginaalisen pieneksi.

Tutkimuksessa selvinneiden tietojen perusteella KENET Oy:n tulisi kehittää maaseutumaisten verkostoalueiden runkojohtoja ensisijaisesti korkean toimitusvarmuuden omaavilla PAS-johtimilla. KENET Oy:n vikatilastoista ilmeni yhtiön jakeluverkkokoalueella olevien PAS-johtimien huomattavan korkea vikatapahtumien määrä verrattuna muualla Suomessa oleviin jakeluverkkokoalueisiin. Korkeaan PAS-johtimien vikataajuuteen ei ole yhtä selittävää tekijää, joten yhtiön tulee ottaa tämä poikkeama suunnittelussa ja päätöksenteossa huomioon. Yhtenä toimitusvarmuuden kehittämistoimenpiteenä KENET Oy voisi ottaa käyttöön 1 kV:n jakelujännitteen maaseutumaaisessa jakeluverkossa. KENET Oy:n jakeluverkkokoalueelta löytyy useampia 1 kV:n jännitealueelle soveltuvia saneerauskohteita.

ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

YLI-LÄNTTÄ, TEEMU: Development plan for a distribution network and an investigation of reliability of supply by Monte Carlo simulation

Master of Science Thesis, 88 pages, 11 Appendix pages

March 2018

Major: Electrical Energy

Examiner: Professor Pekka Verho

Keywords: Monte Carlo –simulation, reliability of distribution network, rural distribution network

The new Electricity Market Act defined conditions for the reliability of supply of the regional distribution network. The operation control of electricity distribution networks has emphasised the reliability of delivery as a part of cost-efficient operation. The primary aim of this master's thesis is to create a principle for KENET Ltd's development plan which fulfils quality requirements in the Electricity Market Act.

This Master's thesis is introduced with the presentation of regulation which directs development and maintenance of regional distribution network. In addition, the partition of development costs are sifted through. In chapter three the methods to improve reliability of supply by different development options is delved into. KENET Ltd's distribution networks endurance of a major phenomenon is examined with a simulation by Monte Carlo method. On the basis of the simulation the measures to develop the distribution network will significantly reduce over six hour long outages outside of the zoning plan. Furthermore, over 36 hour long outage times were not perceived in the simulation. This means probability of a 36 hour long outake is marginally small.

KENET Ltd should develop their rural distribution network areas primarily with PAS conductors. KENET Ltd's interruption statistics suggested that their PAS conductors have considerably high amount of outages compared to other distribution areas in Finland. There is not one explanatory factor to the high frequency PAS conductor faults so the company must take this deviation into consideration in decision-making process. As a developing measure KENET Ltd could utilise 1 kV distribution voltage in rural areas. There are many renovation targets which are suitable for 1 kV distribution voltage in KENET Ltd's distribution area.

ALKUSANAT

Haluan kiittää kaikkia diplomityöhön osallistuneita henkilöitä suuresta avusta diplomityön tausta-aineiston sekä muun tuen muodossa. Haluan erityisesti kiittää vaimoani, perhettäni ja ystäviäni vilpitömästä tuesta pitkäksi venyneen projektin aikana.

Diplomityön lukijalle tiedoksi: Diplomityön aktiivinen osuus suoritettiin vuosien 2014–2015 välisenä aikana. Tämän seurauksena diplomityössä käsiteltävät asiat ovat vuonna 2015 vallinneen todellisuuden mukaisia. Alkusanoja kirjoittaessani KENET Oy:n nykyinen nimi on Kokkolan Energiaverkot Oy.

SISÄLLYS

1	Johdanto	1
2	Jakeluverkkoliiketoiminta ja regulaatio	2
2.1	Sähkön jakelukeskeytyksien luokittelu	3
2.2	Sähkömarkkinalaki	4
2.2.1	Laatuvaatimus (51 §, 119 §)	5
2.2.2	Vakiokorvaus sähkönjakelun keskeytymisestä (100 §, 122 §)	5
2.3	Regulointi	6
2.3.1	Kohtuullinen tuotto	6
2.3.2	Laatukannustin	9
2.3.3	Tehostamiskannustin	11
2.3.4	Investointikannustin	13
2.3.5	Toimitusvarmuus- ja innovaatiokannustin	14
2.4	Jakeluverkon rakentamisen osakustannukset	14
2.4.1	Investointikustannukset	15
2.4.2	Keskeytyskustannukset	16
2.4.3	Kunnossapitokustannukset	17
2.4.4	Häviökustannukset	17
2.5	Yhteiskunta sidosryhmänä	18
2.5.1	Prospektiteorian vaikutus päätöksentekoon	20
3	Jakeluverkon rakentamiseen liittyvät yksityiskohdat	22
3.1	Jakeluverkon rakenteesta ja mitoittamisesta	22
3.1.1	Jännitteenalenema ja sähkön laatu	22
3.1.2	Vikavirran riittävyys	23
3.1.3	Jakelumuuntajan valinta	24
3.1.4	Loppuasiakkaiden kulutuskäyttötymisen vaikutus suunnittelussa	25
3.2	Jakeluverkon vikaherkkyuden käsittely	26
3.2.1	Metsäisyyskerroin	27
3.3	Ilmajohtojen ominaisuudet	28
3.3.1	Avojohdot	29
3.3.2	PAS-johtimet	30
3.3.3	BLL-johdin	31
3.4	Maakaapelointiin liittyviä tekijöitä	32
3.4.1	Maakaapelien kaivuolosuhteet ja niiden määrittäminen	32
3.4.2	CLC-maankäyttöaineisto	33
3.4.3	Vaihtoehtoiset maakaapelointimenetelmät	35
3.5	1 kilovoltin jakelujännitteen hyödyntäminen	36
3.6	Käsin- ja kaukokäyttöerottimien hyödyntäminen jakeluverkossa	37
3.7	Pylväskatkaisijat	38
4	KENET Oy – Ongelmaesitys	39
4.1	Jakeluverkon nykytilan esittely	39

4.1.1	Kaavoittamattomien alueiden nykytilanne	42
4.1.2	Käyttöältäään tuntemattomat komponentit.....	42
4.2	Öjan alue	43
4.3	Asemakaavan vaikutus suunnittelussa	46
4.4	Vikahistoria	48
4.4.1	Suurhäiriöiden vaikutus toimitusvarmuuden tarkastelussa.....	50
5	Jakeluverkon tarkastelu ja kehittämissuunnitelma.....	52
5.1	Vikaparametrien määrittäminen	52
5.1.1	KENET Oy:n johdintyyppien vikataajuuksien määrittäminen.....	53
5.2	PJ-tason vikaherkkyyden tavoitetilä	55
5.2.1	Teho- ja tavoitekaapelointi	55
5.2.2	Öjan alueen PJ-tason ratkaisuvaihtoehto	56
5.3	Öjan alueen siirtojohtimien tarkastelu	58
5.3.1	Pylväskatkaisijan käyttömahdollisuudet.....	59
5.3.2	1 kV:n jännitetaso käyttömahdollisuudet	60
5.3.3	Öjan alueen haarasytöjen tilannekatsaus	60
6	Jakeluverkon suurhäiriöiden Monte Carlo -simulointi	66
6.1	Monte Carlo –simuloinnin soveltaminen jakeluverkon tarkastelussa.....	66
6.1.1	Simuloinnissa käytettävät vikaintensiteetit.....	67
6.1.2	Henkilökunnan ja materiaalien osuus simuloinnissa	68
6.1.3	Vikojen korjaaminen ja vikajonon toiminta	68
6.2	Simulointimallissa käytettävät parametrit.....	69
6.2.1	Johdintyyppien vikataajuuksien määrittäminen	69
6.2.2	Käytettävät verkkomallit.....	70
6.2.3	Simulointituloksien esitysmuoto	71
6.3	Monte Carlo –simulointituloksien käsittely	73
6.3.1	Korjausyksiköiden vaikutus tunnuslukuihin.....	74
6.3.2	Verkkorakenteen vaikutus tunnuslukuihin	77
6.3.3	Kehittämissuunnitelman simuloinnista saatuja tuloksia	79
6.4	Lähtöarvojen vaikutus simulointituloksiin.....	81
6.4.1	PAS-johdinten keskeytysaika	81
6.4.2	Simulointi erittäin korkealla vikaintensiteetillä	83
6.5	Simulointien yhteenveto.....	85
7	Yhteenveto	87
	Lähteet.....	89
	LIITE 1: Sähkönjakeluverkon komponenttien yksikköhinnat vuonna 2014	92
	LIITE 2: KENET Oy:n jakeluverkon KJ-johdinpituuksien kehitys vuosina 2005-2014	99

TERMIT JA NIIDEN MÄÄRITELMÄT

AAC	All Aluminium Conductor. Alumiinijohdin
AAAC	All Aluminium Alloy Conductor. Alumiiniseosjohdin
ACSR	Aluminium Conductor, Steel Reinforced. Teräsvahvisteinen alumiinijohdin
AJK	Aikajälleenkytkentä
BLL	Belagad lina, Ruotsissa kehitetty päällystetty avojohto suurjännitteelle
CLC	Corine Land Cover, maankäyttö- ja maanpeittoaineisto
ET	Energiateollisuus ry
EV	Energiavirasto
HDPE	High-density polyethylene, suuritiheyspolyeteeni
JHA	Jälleenhankinta-arvo
JHATP	Jälleenhankinta-arvosta laskettu tasapoisto
KA	Keskeytysaika
KAH	Sähkötoimituksen keskeytyksestä aiheutuva haitta
KM	Keskeytysmäärä
KOPEX	Verkonhaltijan kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset
KHI	Kuluttajahintaindeksi
KJ	Keskijännite
PAS	Päällystetty avojohto suurjännitteelle, lyhenteellä viitataan myös Suomessa kehitettyyn PAS-johtimeen
PEX, XLPE	Ristisilloitettu polyeteeni, PAS-johtimien eristemateriaali
PERT	Program Evaluation and Review Technique –projektin-suunnittelumenetelmä
PJ	Pienjännite; 0,4-1 kV jännitealueet
PJK	Pikajälleenkytkentä
RKI	Rakennuskustannusindeksi
STOTEX	Verkonhaltijan kohtuulliset tehostamiskustannukset
SAX	PEX-muovipäällystetty alumiiniseosjohdin
TJS	Toimittamatta jäänyt sähkö
TOTEX	Verkonhaltijan toteutuneet tehostamiskustannukset
mmo	muuntamo
pitoaika	Verkkokomponentille määritetty teknistaloudellinen käyttöaika
vikaherkkyys	Tarkastelualueen tietyllä ajanhetkellä kokema suhteellinen vikataajuus

vikataajuus, vikatiheys Johdintyyppin, tarkastelualueen tai komponentin vikataphtumien keskiarvo tarkasteltavalla aikavälillä.

ψ	Apumuuttuja
a	Vuosi
$\cos \varphi$	Tehokerroin
ε	Annuiteetti
h	Haittahinta
K	Kustannuserä
κ	Kapitalisointikerroin
l	Johtimen pituus
m	Metsäisyyskerroin
P	Pätöteho
p	Korkokanta
r	Tehokasvuprosentti
S	Näennäisteho
T	Tarkastelujakso
t	Pitoaika
U	Jännite

ALAINDEKSIT

inv	investointikustannus
h	häviö, alenema
h%	prosentuaalinen alenema
häv	häviökustannus
i	tarkasteltava komponentti
järj	varallaolojärjestelmän kustannukset
k	tarkasteluvuosi, häviö
kun	kunnossapitokustannus
kuor	jakelumuuntajien kuormitushäviökustannukset
n	nimellisarvo
odott	odottamaton keskeytys
ref	referenssiarvo
siir	Siirtojohtimien häviökustannukset
t	tarkasteluvuosi
tyhj	jakelumuuntajien tyhjäkäyntihäviökustannukset
työ	työvoima- ja materiaalikustannus
v	vaihejännite
yll	ylläpito- eli huototoimenpiteiden kustannukset

1 JOHDANTO

2000-luvun alkupuolella Suomessa riehuneet syysmyrskyt aiheuttivat huomattavia vaikeuksia paikallisten jakeluverkkojen sähköntoimitukselle. Näiden tapahtumien seurauksena sähkömarkkinalakia uudistettiin jakeluverkkojen toimitusvarmuuden osalta. Jakeluverkkojen uudistamiselle asetettu aikataulu on ripeä suhteessa verkkokomponenttien pitoaikoihin. Tämän johdosta jakeluverkkoyhtiöiden tulee nopeassa tahdissa tehdä investointipäätöksiä, joiden vaikutukset ovat pitkäaikaisia jakeluverkkojen yleisen laadun sekä yhtiöiden talouden kannalta.

Diplomityön alkuperäisenä tutkimuskysymyksenä oli tuottaa KENET Oy:lle Öjan alueen maaseutumaisen keskijänniteverkon kustannustehokas suunnittelutyö. Tutkimuksen aihe pidettiin alustavasti hyvin avoimena, jotta työn luonnetta voitiin muokata tutkimuksessa ilmenevien yksityiskohtien mukaan. Suunnittelutyö jaettiin alussa karkeasti kolmeen osa-alueeseen: Sähkömarkkinalain ja reguloinnin tarkasteluun, rakennustekniikoiden ja siihen liittyvien raja-arvojen esittelyyn sekä maaseutumaisen jakeluverkkoalueen suunnittelutyöhön.

Sähkömarkkinalaki ja energiaviraston reguloinnin tutkiminen sekä esittely on suoraviivainen prosessi ja se on toistettu muissa vastaavanlaisissa diplomitöissä. Sähkömarkkinalaista nostetaan esille verkkoyhtiötä koskevia yksityiskohtia ja reguloinnin esittelyssä perehdytään suunnittelutyötä koskeviin yksityiskohtiin. Tavoitteiden saavuttamisen ohessa suunnitteluvaihtoehtoja tarkastellaan liiketoiminnan kustannustehokkuuden ja riskienhallinnan näkökannoilta. Diplomityössä käsitellään jakeluverkon suunnitteluun liittyviä reunaehtoja ja esitellään suunnittelussa käytettäviä vaihtoehtoja. Suunnitteluosiossa käsitellään KENET Oy:n jakeluverkon nykytilaa sekä lähimenneisyyden vikahistoriaa ja analysoidaan asemakaava-alueen laajenemisen merkitystä jakeluverkon saneerauksen kannalta. Jakeluverkon nykytilan ja keskeytyshistorian avulla KJ-, ja PJ-tasolle määritellään tavoitetila, jolla jakeluverkko täyttää tavoitellun toimitusvarmuustason.

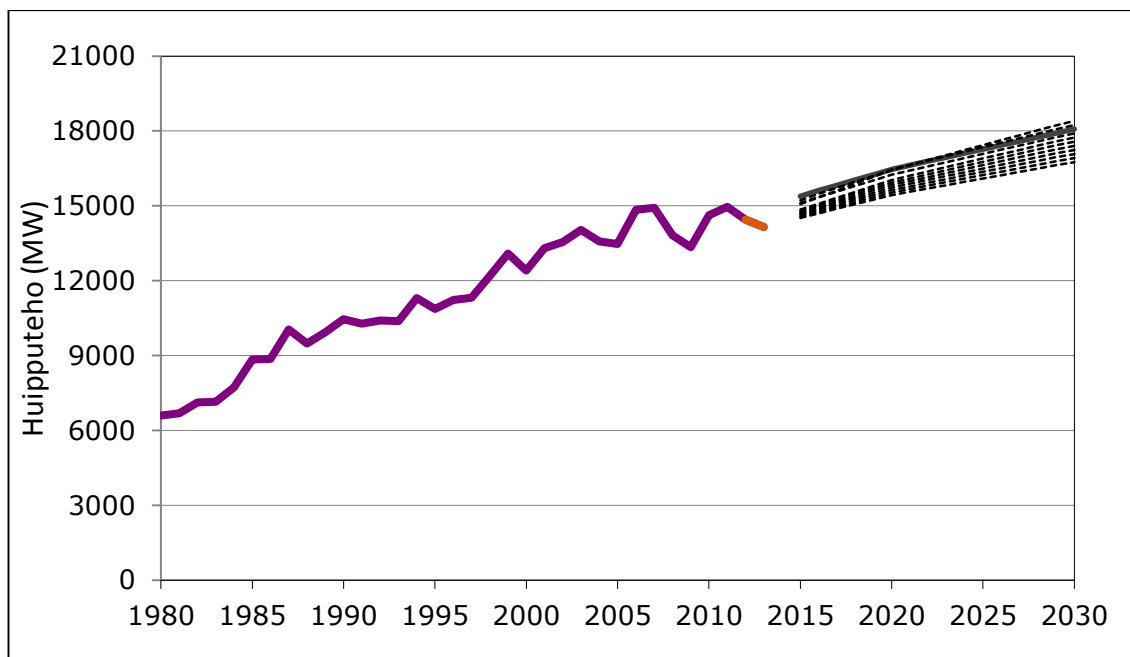
KENET Oy:n jakeluverkon toimitusvarmuuden riittävyyttä päädyttiin todistamaan simuloimalla suurhäiriötilanteita Monte Carlo -menetelmällä. Suurhäiriösimulointia ei voida suorittaa yksittäiselle jakeluverkon osa-alueelle joten simulointi kattaa koko KENET Oy:n alueellisen jakeluverkkoalueen. Simulointimallin toimintaperiaatteeseen, käytettyihin parametreihin sekä saatuihin lopputuloksiin voi perehtyä kappaleessa kuusi. Simuloinnin laajuuden myötä perinteinen johtolähtösuunnittelu jätettiin pienemmälle huomiolle.

2 JAKELUVERKKOLIIKETOIMINTA JA REGULAATIO

Jakeluverkkoliiketoiminnan tavoitteena on rakentaa ja ylläpitää korkealaatuisia sähköjakeluverkkoja. Jakeluverkkoyhtiöt toimivat niille asetetuilla vastuualueilla ja niillä ei ole luonnollista kilpailua muiden verkkoyhtiöiden kanssa. Tämän vuoksi jakeluverkkoliiketoimintaa voidaan pitää alueellisena monopolitoimintana. Energiavirasto toimii jakeluverkkoyhtiötä valvovana viranomaistahona, jonka tehtäviin kuuluu asettaa tavoitteita jakeluverkkoyhtiöiden toiminnalle.

Suomessa alueelliset jakeluverkot rakennettiin nykyisiin mittoihinsa 1950-70 – luvuilla, jolloin Suomi sähköistettiin nopeasti maaseutuja myöten. Laajamittaisen sähköistämisen loputtua jakeluverkkojen volyymia ovat lähinnä kasvattaneet uudisrakentaminen ja kesämökkien liittäminen paikallisiin alueverkkoihin. 2000-luvulla tapahtuneet suurhäiriöt nostivat esille alueellisten jakeluverkkojen haavoittuvuuden voimakkaiden luonnonilmiöiden suhteen. Vuonna 2001 sattuneet Pyry ja Janika myrskyt nostivat jakeluverkkojen toimitusvarmuuden arvostusta suhteessa muihin ominaisuuksiin. Tämän seurauksena jakeluverkkoyhtiöiden toiminnanohjaukseen lisättiin käytäntö vakiokorvausten maksamisesta loppuasiakkaille.

Sähköenergian kulutuksen kasvu on hidastunut vuonna 2007 alkaneen finanssikriisin jälkeen. Sähköenergian kulutuksen kasvun hidastumisen ja sähköverkon volyymin hitaan kasvun myötä sähköjakeluverkkojen vahvistamiselle ei ole sähköenergian kysynnästä aiheutuvaa painetta. Tätä tilannetta voidaan havainnoida sähkönkulutuksen huipputeholla, jolla voidaan kuvata kuinka suurta tehonsiirron tarvetta sähköverkolta vaaditaan. Vuonna 2009 huipputehon kehitykselle annettiin kuvan 2.1 kaltainen ennuste.

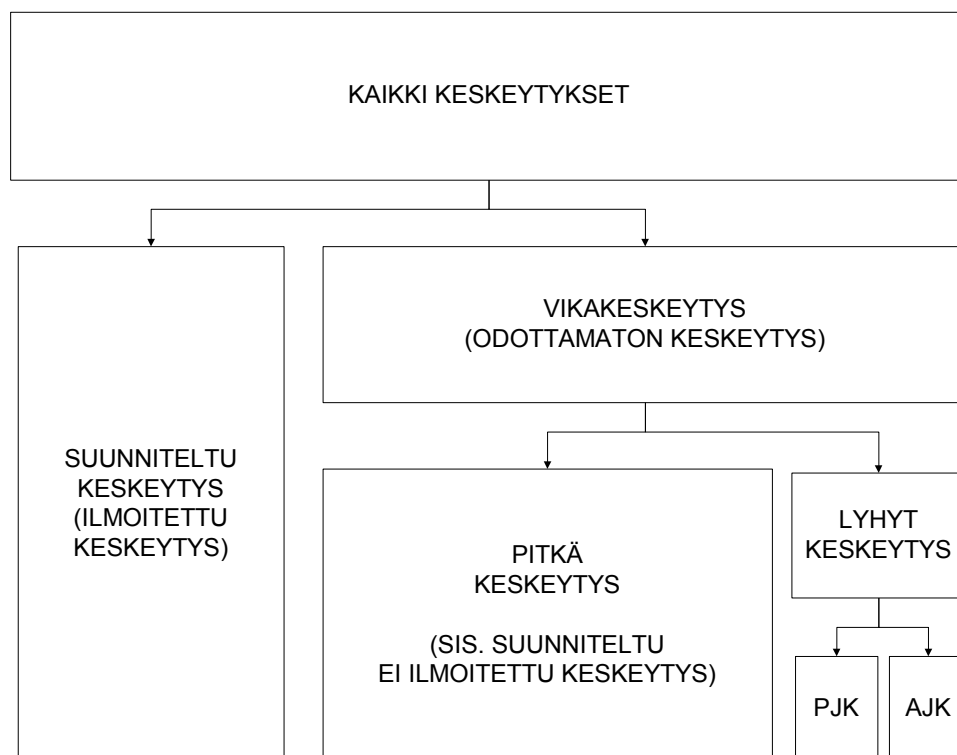


Kuva 2.1. Suomen sähköenergian huipputehon kehitys ja ennuste vuosille 1980-2030. [1]

Vanhenevien jakeluverkkokomponenttien saneeraustarve, toimitusvarmuuden noussut vaatimustaso ja huipputehon hidastunut kehitys ovat yhteisvaikutukseltaan hyvä lähtökohta sähkönjakeluverkkojen laajamittaiselle uudistamiselle.

2.1 Sähkön jakelukeskeytyksien luokittelu

Jakelukeskeytyksistä aiheutuva haitta on korostunut yhteiskunnan kehittymisen myötä ja ihmisten toleranssi jakelukeskeytyksiä kohtaan on laskenut. Tämän vuoksi korkeasta toimitusvarmuudesta on muodostumassa loppuasiakkaiden mielissä synonyymi korkealaatuisen sähkötoimituksen kanssa. Sähkön jakelukeskeytys on standardissa EN-SFS 50160 määritelty tapahtumana, jossa loppuasiakkaan liitäntäpisteestä mitattu jännitteen arvo on alle viisi prosenttiyksikköä jännitetason nimellisarvosta. Verkkoyhtiöiden jakelukeskeytyksistä keräämät tiedot liittyvät vikatilanteiden tapahtumapaikkoihin, vaikutusalueisiin, ajalliseen keston ja vikatapahtumien aiheuttajiin. [2]



Kuva 2.2. Jakelukeskeytyksien jaottelu eri alaluokkiin. [3]

Jakelukeskeytyksien luokittelu on pyritty toteuttamaan loppuasiakkaille aiheutuvan haitan perusteella. Tätä periaatetta noudattaen jakeluverkon vikakeskeytykset ja jakeluverkkoyhtiöiden suunnitellut jakelukeskeytykset luokitellaan omiksi kokonaisuuksiksi. Jakelukeskeytys lasketaan suunnitelluksi, jos jakelukeskeytyksen vaikutusalueella oleville asiakkaille on ilmoitettu hyvissä ajoin tulevasta tapahtumasta. Nopeasti tarvittavaa sähkön jakelukeskeytystä ei voida luokitella suunnitelluksi keskeytykseksi, koska tilanteesta loppuasiakkaille aiheutuva haitta on rinnastettavissa odottamattomaan jakelukeskeytyksen kanssa.

Sähkönjakelun vikakeskeytykset jaetaan lyhyisiin ja pitkiin keskeytyksiin ajallisen keston perusteella. Pitkän ja lyhyen keskeytyksen raja-arvona käytetään kolmea minuuttia. Tämän lisäksi lyhyet keskeytykset on luokiteltu standardin SFS-EN 50160 mukaisesti pika- ja aikajälleenkytkentöihin. Alle sekunnin mittaiset keskeytykset määritellään pikajälleenkytkennöiksi (PJK) ja alle kolmen minuutin mittaiset keskeytykset aikajälleenkytkennöiksi (AJK). [2]

2.2 Sähkömarkkinalaki

Sähkömarkkinalaki on Suomen eduskunnan säätämä laki, jossa on esiteltyä jakeluverkkoyhtiöiden toiminnalle asetetut vaatimukset. Uusi sähkömarkkinalaki astui voimaan 1.9.2013. Laissa jakeluverkkoja koskeva laatuvaatimus asettaa kriteerin loppuasiakkaiden sähköntoimituksen varmuudelle. Tämän diplomityön kannalta keskeisimmät jakeluverkkotoimintaa koskevat määräykset ovat esiteltyä seuraavissa alakappaleissa. [4]

2.2.1 Laatuvaatimus (51 §, 119 §)

Sähköverkkojen suurhäiriökestoisuus nousee julkisen keskustelun puheenaiheeksi laajan jakelukeskeytyksen sattuessa. Sähkömarkkinalaki ottaa kantaa jakeluverkkojen laatuvaatimukseen pykälässä 51, jonka mukaan luonnonilmiöiden aiheuttamat vikatilanteet saavat kestää asemakaava-alueella enintään 6 tuntia ja kaavoittamattomilla alueella 36 tuntia. Lain siirtymäaikana tarkasteluun ei oteta huomioon käyttöpaikkoja, joissa sähkönkulutus on ollut kolmena viimeisenä kalenterivuotena alle 2 500 kilowattituntia. Tällä tarkoitetaan ensisijaisesti autioituneita taloja tai muita matalan kriteerin kohteita. Laissa esitetyt laatuvaatimukset eivät koske saarissa olevia käyttöpaikkoja, joihin ei ole kiinteää kulkuyhteyttä. [4]

Sähkömarkkinalain pykälässä 119 määritetään siirtymäsäännös laatuvaatimukselle. Vähintään 50 % jakeluverkosta tulee täyttää annetut vaatimukset 31.joulukuuta 2019 mennessä. Vastaavasti 31.joulukuuta 2023 mennessä 75 % jakeluverkosta tulee täyttää pykälän 51 vaatimukset ja koko jakeluverkon tulee olla vaaditussa kunnossa vuoden 2028 loppuun mennessä. Laki ei ota kantaa siihen, miten vaatimukset täyttävät jakeluverkkosuudet tullaan määrittelemään lain siirtymäajalta. Sähkömarkkilaissa mainitaan kuitenkin se, että laatuvaatimuksesta poikkeavat tapahtumat aiheuttavat kyseessä olevalle jakeluverkkoyhtiölle sanktioita. Sähkömarkkinalaissa ei ole määriteltä näiden sanktioiden luonnetta.

2.2.2 Vakiokorvaus sähkönjakelun keskeytymisestä (100 §, 122 §)

Vakiokorvausmenetelmä otettiin käyttöön uuden sähkömarkkinalain myötä. Menetelmän perusteella loppuasiakkailla on oikeus rahalliseen korvaukseen jakelukeskeytyksistä aiheutuvasta haitasta ilman erillisiä vaatimuksia. Korvaussumma muodostetaan loppuasiakkaan vuotuisen siirtopalvelumaksun ja heille tapahtuneiden jakelukeskeytyksien perusteella. Keskeytysaikojen ja korvausosuuksien välinen suhde noudattaa taulukkoon 2.1 merkittyjä arvoja.

Taulukko 2.1. Vakiokorvausten suuruusluokkien sidonnaisuus keskeytysaikoihin.

Keskeytysaika (h)	Korvattava osuus vuotuisesta siirtomaksusta
12–24	10 %
24–72	25 %
72–120	50 %
120–192	100 %
192–288	150 %
288–	200 %

Vakiokorvauksille on asetettu enimmäissumma jota sovelletaan asiakaskohtaisesti. Kalenterivuoden aikana yksittäiselle asiakkaalle korvattava summa voi olla korkeintaan

kaksinkertainen suhteessa kyseisen asiakkaan siirtomaksuun. Suurinta korvaussummaa nostetaan portaittain siirtymäaikana taulukon 2.2 mukaisesti.

Taulukko 2.2. *Suurin kalenterivuoden aikana maksettava vakiokorvaussumma.*

Vian tapahtumahetki	Suurin korvattava summa
1.1.2013–31.12.2015	200 % siirtomaksusta tai 1000 €
1.1.2016–31.12.2017	200 % siirtomaksusta tai 1500 €
1.1.2018–	200 % siirtomaksusta tai 2000 €

Vakiokorvauksissa käytettävää keskeytysaikaa ei määritetä yksittäisten jakelukeskeytysten perusteella, vaan keskeytysaika määritetään loppuasiakkaalle aiheutuvan haitan mukaisesti. Loppuasiakkaan kannalta hetkeksi palautuva sähköntoimitus pitkän jakelukeskeytyksen jälkeen ei poista sähkökatkoksesta aiheutuvia ongelmia. Erityisesti kylmälaitteiden lämpeneminen ja omakotitalon sisälämpötilan lasku vaativat sähköjakelun palautumista pidemmäksi ajanjaksoksi. Keskeytysaika lasketaan siten, että pitkän jakelukeskeytyksen sattuessa sähköjakelun tulee palautua vähintään kahdeksi tunniksi, jotta jakelukeskeytys lasketaan päättyneeksi. Jos sähköjakelussa saattuu uusi jakelukeskeytys kahden tunnin sisällä, niin tilannetta tarkastellaan vakiokorvausten kannalta yksittäisenä pidempikestoisena jakelukeskeytyksenä. [5]

2.3 Regulointi

Suomessa jakeluverkkoliiketoiminta on toteutettu alueellista monopolitoimintaa hyödyntäen. Regulaation pyrkimyksenä on asettaa yritysten toiminnalle suuntaviivat, joiden perusteella yksittäisen jakeluverkkoyhtiön tuotto voidaan määrittää. Jakeluverkkoyhtiöiden regulaattorina toimii Energiavirasto. Energiaviraston toimintaohjeistus on määrätty sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvontalaissa. [6]

2.3.1 Kohtuullinen tuotto

Jakeluverkkoja käyttävät loppuasiakkaat kuuluvat tietyn jakeluverkkoyhtiön vastuualueelle, joten loppuasiakkaat eivät voi itse valita palveluntarjoajiaan. Tämän vuoksi jakeluverkkoyhtiöiden siirtohinnoittelua säädellään kohtuullisen tuoton keinoin. Kohtuullisella tuotolla tarkoitetaan summaa, jonka tarkasteltava jakeluverkkoyhtiö saa tuottaa voittoa yksittäisen tarkasteluvuoden aikana. Kohtuullisen tuoton tarkka suuruus määräytyy aina takautuvasti, jolloin loppuasiakkailta perittävät korvaukset ovat tapahtuneet ennen tietoa oikeasta veloitustasosta. Jakeluverkkoyhtiön laskutustaso on sopivan suuruinen, kun laskutustaso ja kohtuullinen tuotto kohtaavat toisensa. Muissa tapauksissa jakeluverkkoyhtiölle kertyy yli- tai alijäämää. Tilanteessa jolloin jakeluverkkoyhtiön laskutustaso on liian korkea kertyy sille ylijäämää, joka täytyy tulevana vuosina kompensoida laskuttamalla loppuasiakkaita alle ennakoidun kohtuullisen tuoton tason. Toteutetun laskutuksen ja tarkasteluvuodelle määritetyn

kohtuullisen tuoton välinen yli- ja alijäämä määräytyvät taulukossa 2.3 olevan oikaistun tuloksen osatekijöiden mukaisesti.

Taulukko 2.3. Toteutuneen oikaistun tuloksen laskentaperiaate kolmannella valvontajaksolla. [7]

<p>Liikevoitto (liiketappio)</p> <p>+ Liikevoittoon (liiketappioon) palautettavat kirjanpidon erät</p> <p> + Taseeseen kirjattujen palautuskelpoisten liittymismaksujen kertymän vuotuinen nettomuutos</p> <p> + Maksetut verkkovuokrat</p> <p> + Suunnitelman mukaiset poistot liikearvosta</p> <p>- Investointikannustin</p> <p> + Sähköverkon jälleenhankinta-arvosta lasketut tasapoistot</p> <p> - Suunnitelman mukaiset poistot sähköverkosta</p> <p>- Laatukannustin</p> <p> + $0,5 \times$ Keskeytyskustannusten vertailutaso</p> <p> - $0,5 \times$ Toteutuneet keskeytyskustannukset</p> <p>- Tehostamiskannustin</p> <p> + Kohtuulliset tehostamiskustannukset</p> <p> - Toteutuneet tehostamiskustannukset</p> <p>- Innovaatiokannustin</p> <p> + Tutkimus- ja kehitystoiminnan kohtuulliset kustannukset</p> <p> + Tuntimittauksen (enintään 63 A) kohtuulliset lisäkustannukset</p> <p>- Toimitusvarmuuskannustin</p> <p> + Ennenaikaisista korvausinvestoinneista aiheutuvat NKA-jäännösarvon alaskirjaukset</p> <p> + Uusien kunnossapito- ja varautumistoimenpiteiden kohtuulliset kustannukset</p>
<p>= Oikaistu liikevoitto (liiketappio)</p> <p>+ Muut oikaisut</p> <p> - Verkkotoiminnan harjoittamisen turvaamiseksi tarvittavasta rahoitusomaisuudesta aiheutuvat kustannukset</p> <p> +/- Nettosuojauskulut</p>
<p>= Tulos ennen veroja</p> <p> - Yhteisöverovelvollisen verkonhaltijan laskennalliset yhteisöverot</p>
<p>= Toteutunut oikaistu tulos</p>

Taulukon 2.3 mukaisesti oikaistun tuloksen laskentakaava sisältää tarkastelijalle ennalta tuntemattomia osatekijöitä, joista tärkeimmät esitellään seuraavien alakappaleiden aikana. Näistä osatekijöistä jakeluverkkojen suunnitteluun vaikuttavat eniten erilaiset kannustimet. Kannustimien tarkoituksena on ohjata jakeluverkkoyhtiöiden päätöksentekoa siten, että kansantaloudellisesti järkevin vaihtoehto vastaisi jakeluverkkoyhtiölle taloudellisesti kannattavinta vaihtoehtoa.

2.3.2 Laatukannustin

Laatukannustimen tehtävä on toimia sähkön jakelukeskeytyksien yhteiskunnallisen vaikutuksen puntarina. Ilman kyseistä kannustinta jakeluverkkoyhtiöiden taloudelliset menetykset jakelukeskeytyksien osalta muodostuisivat toimittamatta jääneestä sähköstä (TJS), vakiokorvauksista ja vikatilanteiden korjauskustannuksista. Laatukannustimen olemassaolo lisää jakelukeskeytyksiä ehkäisevien toimenpiteiden taloudellisia perusteita ja tämä edistää korkealaatuisen sähkönjakelun kannattavuutta.

Jakeluverkkoihin kohdistuvien häiriötilanteiden taloudellista vaikutusta arvioidaan keskeytyksistä aiheutuvan haitan (KAH) avulla. KAH-kustannukset ovat siis laatukannustimen osuus jakelukeskeytysten kokonaiskustannuksista. Kolmannella valvontajaksolla jakeluverkkoyhtiön KAH-kustannukset määritetään kaavan (1) mukaisesti:

$$KAH_{t,k} = \left(\frac{KA_{odott,t} \times h_{E,odott} + KM_{odott,t} \times h_{W,odott} + KA_{suunn,t} \times h_{E,suunn} + KM_{suunn,t} \times h_{W,suunn}}{AJK_t \times h_{AJK} + PJK_t \times h_{PJK}} \right) \times \left(\frac{W_t}{T_t} \right) \times \left(\frac{KHI_{k-1}}{KHI_{2004}} \right), \quad (1)$$

missä $KAH_{t,k}$	Keskeytyksistä aiheutuneen haitan summa vuonna t , vuoden k rahanarvossa
$KA_{odott,t}$	Odottamattomien keskeytyksien vuosienenergiailla painoitettu keskeytysaika vuonna t
$h_{E,odott}$	Odottamattomille keskeytyksille määritetty haitan hinta suhteutettuna energiankulutukseen
$KM_{odott,t}$	Odottamattomien keskeytyksien vuosienenergiailla painoitettu keskeytysmäärä vuonna t
$h_{W,odott}$	Odottamattomille keskeytyksille määritetty haitan hinta suhteutettuna keskitehoon
$KA_{suunn,t}$	Suunniteltujen keskeytyksien vuosienenergiailla painoitettu keskeytysaika vuonna t
$h_{E,suunn}$	Suunnitelluille keskeytyksille määritetty haitan hinta suhteutettuna energiankulutukseen
$KM_{suunn,t}$	Suunniteltujen keskeytyksien vuosienenergiailla painoitettu keskeytysmäärä vuonna t

$h_{W,suunn}$	Suunnitelluille keskeytyksille määritetty haitan hinta suhteutettuna keskitehoon vuoden t rahanarvossa
AJK_t	Aikajälleenkytkentöjen vuosienergioilla painotettu lukumäärä jakeluverkossa vuonna t
h_{AJK}	Aikajälleenkytkennöille määritetty haitan hinta
PJK_t	Pikajälleenkytkentöjen vuosienergioilla painotettu lukumäärä jakeluverkossa vuonna t
h_{PJK}	Pikajälleenkytkennöille määritetty haitan hinta
W_t	Verkonhaltijan vuonna t asiakkailleen luovuttama energia PJ- ja KJ-tasoilla.
T_t	Vuoden t tuntien määrä
KHI_{k-1}	Kuluttajahintaindeksi vuonna $k-1$
KHI_{2004}	kuluttajahintaindeksi vuonna 2004

Kaavan (1) mukaisesti jakeluverkkoyhtiölle KAH-kustannuksia aiheuttavat pitkät jakelukeskeytykset ja jälleenkytkennät. Näiden haittojen taloudellinen arvostus vastaa kolmannella valvontajaksolla taulukon 2.4 mukaisia arvoja.

Taulukko 2.4. Keskeytyksistä aiheutuvan haitan arvostus vuoden 2005 rahanarvossa. [7]

Odottamaton keskeytyks		Suunniteltu keskeytyks		Aikajälleen- kytkentä	Pikajälleen- kytkentä
$h_{E,odott}$ €/kWh	$h_{W,odott}$ €/kW	$h_{W,odott}$ €/kWh	$h_{W,odott}$ €/kW	$h_{W,odott}$ €/kW	$h_{W,odott}$ €/kW
11,0	1,1	6,8	0,5	1,1	0,55

Keskeytyksistä aiheutuvan haitan hinnoittelu seuraa taloudellista nykyarvoa kuluttajahintaindeksin (KHI) avulla. Jotta verkkoyhtiöt voivat laskea kuluvan vuoden KAH-kustannuksia tarkasti, KHI:n arvo muodostetaan tarkasteluvuotta edeltävän vuoden huhti-kesäkuun kokonaiskuluttajahintaindeksien keskiarvon perusteella. Esimerkiksi vuoden 2014 haittojen arvot saadaan kertomalla taulukon 2.4 arvot luvulla 1,199. [8]

Toteutuneita KAH-kustannuksia verrataan verkkoyhtiökohtaiseen KAH-kustannuksien referenssiarvoon. Kolmannella valvontajaksolla kyseinen referanssiarvo määritetään kaavan (2) mukaisesti:

$$KAH_{ref,k} = \frac{1}{6} \sum_{t=2005}^{2010} \left[KAH_{t,k} \times \left(\frac{W_k}{W_t} \right) \right], \quad (2)$$

missä $KAH_{ref,k}$ KAH-kustannusten vertailutaso vuonna k
 $KAH_{t,k}$ Toteutunut KAH-kustannus vuonna t , vuoden k rahanarvossa

W_t	Verkonhaltijan verkossa asiakkaille siirretty energianmäärä vuonna t
W_k	Verkonhaltijan verkossa asiakkaille siirretty energianmäärä vuonna k .

Kaavan (2) mukaisesti tarkasteluvuoden referenssiarvo määräytyy vuosina 2005-2010 siirretystä sähköenergiasta ja aiheutuneista KAH-kustannuksista. Toteutuneen KAH-kustannuserän ja referenssiarvon välinen erotus vaikuttaa yhtiön tuottoon joko bonuksena tai sanktiona. Kolmannella valvontajaksolla maksimibonuksen arvo on 20 % kohtuullisen tuoton arvosta.

Maksimibonuksen soveltamisessa on syntynyt kuitenkin tekninen ongelma. Markkinaoikeuden päätöksen mukaisesti sanktion ja bonuksen välinen vaikutus täytyy olla symmetrinen. [9] Tällä linjauksella viitataan tilanteeseen, jossa yhtiölle määritetty KAH:n referenssiarvo ei mahdollista maksimibonuksen saavuttamista. Tällöin sanktio saa olla korkeintaan saavutettavissa olevan bonuksen suuruinen. TTY:n ja LUT:n tutkimuksessa 20 %:n raja-arvoa ehdotetaan nostettavaksi neljännellä valvontajaksolla 30 %:iin. [10] Tämä toimenpide ei aiheuttaisi suurta muutosta jakeluverkkoyhtiöiden kohtuullisen tuoton suuruuteen, koska useassa jakeluverkkoyhtiössä symmetriavaikutus toteutuu ennen 30 %:n raja-arvoa. [11]

2.3.3 Tehostamiskannustin

Tehostamiskannustimen tavoitteena on ohjata jakeluverkkoyhtiöitä toimintojensa taloudelliseen tehostamiseen. Kolmannella valvontajaksolla tehostamiskannustimen laskenta suoritetaan StoNED-menetelmää käyttäen. Kyseinen menetelmä perustuu ei-parametriseen pienimpään neliösummaan, joka aiemmista laskentamalleista poiketen ei lokeroi jakeluverkkoyhtiöitä erilaisten toimintaympäristöjen perusteella. [12] Jakeluverkkoyhtiön kontrolloitavissa oleviin kustannuksiin (KOPEX) lasketaan kuuluvaksi taulukossa 2.5 olevat kustannuserät.

Taulukko 2.5. *Kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset. [7]*

KOPEX
= Aineet, tarvikkeet ja energiaostot (poislukien häviöenergian hankintakustannukset)
+ Varastojen lisäys ja vähennys
+ Henkilöstökustannukset
+ Verkkovuokrat (siltä osin kuin ne sisältävät kunnossapitokustannuksia)
+ Vuokratulot
+ Muut vieraat palvelut
+ Sisäiset kustannukset
+ Muut liiketoiminnan muut kustannukset
+ Kohtuulliset tehostamiskustannukset
+ Maksetut vakiokorvaukset (elleivät sisälly muihin kustannuksiin)
- Valmistus omaan käyttöön

Yksittäisen vuoden toteutuneet tehostamiskustannukset muodostuvat kaavan (3) mukaisesti. Tehostamiskannustimeen kuuluvan KAH-kustannuksen referenssiarvo määritetään kaavassa (4) esitetyllä tavalla:

$$TOTEX_t = KOPEX_t + 0,5 \cdot KAH_t, \quad (3)$$

$$KAH_{ref,t} = \frac{1}{6} \sum_{t=2005}^{2010} \left(\frac{0,5 \cdot KAH_t}{KOPEX_t + 0,5 \cdot KAH_t} \right) \cdot STOTEX_t \quad (4)$$

missä $TOTEX_t$	Tehostamistavoitteen mukaiset tehostamiskustannukset vuonna t
$KOPEX_t$	Kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset vuonna t
$STOTEX_t$	Verkkoyhtiön kohtuulliset tehostamiskustannukset vuonna t
KAH_t	KAH-kustannukset kalenterivuodelta t
$KAH_{ref,t}$	KAH-kustannusten vertailutaso vuodelle t .

Kaavan (3) perusteella yksittäinen jakeluverkkoyhtiön voi tehostaa toimintaansa joko karsimalla operatiivisia kustannuksia tai vähentämällä keskeytyksistä aiheutuvaa haittaa. KAH-kustannukselle laskettava referenssitaso poikkeaa hieman laatukannustimessa käytettävästä kaavasta (2). Kaavassa (4) oleva nimittäjä vastaa kaavan (3) TOTEX:ia, jolloin STOTEX:n ja TOTEX:n osamäärällä on samankaltainen yhteys referenssiarvon muodostumiseen kuten kaavan (2) energiankulutuksen tapauksessa. Laatukannustimen tavoin tehostamiskannustimessa on määritetty KAH:n vaikutukselle kattotaso, joka kolmannella valvontajaksolla lasketaan kaavan (5) mukaisesti:

$$\overline{KAH}_t = KAH_{ref,t} + M\% \cdot KT_t \quad (5)$$

missä \overline{KAH}_t	KAH-kustannusten kattotaso kalenterivuodelle t
$KAH_{ref,t}$	KAH-kustannuksen vertailutaso vuodelle t , joka on muodostettu kaavan (4) mukaisesti
$M\%$	Prosenttiosuus kohtuullisesta tuotosta, jota käytetään KAH-kustannusten kattotason muodostamiseen.
KT_t	Tarkasteltavan verkonhaltijan kohtuullinen tuotto vuonna t

Kolmannella valvontajaksolla kattotasolle käytetään samaa 20 %:n suuruutta kuin laatu-kannustimen tapauksessa. Tässä yhteydessä on huomioitava, ettei tehostamiskannustimella ole lattiatasoa KAH-kustannuksien kohdalla. Tällöin KAH-kustannuksien ollessa kalenterivuoden aikana pienet, saadaan tehostamiskannustimesta ulos suurempi taloudellinen hyöty.

2.3.4 Investointikannustin

Investointikannustimen tehtävänä on huomioida jakeluverkkotoimintaan kuuluvien hankintojen aiheuttamat kustannukset. Energiaviraston mukaan investointikannustimen tavoite on mahdollistaa korvausinvestointien suorittaminen alueellisissa jakeluverkoissa. [7] Energiavirasto määrittää vuosittain erilaisille jakeluverkkotoiminnassa tarvittaville komponenteille ja muulle omaisuudelle jälleenhankinta-arvot, jotka ovat listattuna liitteessä 1. Jälleenhankinta-arvot on mitoitettu vastaamaan komponenttien hankinnasta ja käyttöönnotosta aiheutuvia kustannuksia. Taulukosta 2.3 nähdään, että yhtiöt vähentävät kalenterivuosittain jakeluverkon jälleenhankinta-arvosta laskettavan tasapoistoerän, joka muodostuu kaavan (6) mukaisesti:

$$JHATP_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{JHA_{t,i}}{pitoaika_i} \right) \quad (6)$$

missä $JHATP_t$	Jakeluverkon laskennallinen tasapoisto vuonna t
$JHA_{t,i}$	Verkkokomponentin i jälleenhankinta-arvo vuonna t vuoden t rahanarvossa
$pitoaika_i$	Verkkokomponentin i pitoaika.
n	Verkkokomponenttien lukumäärä

Jakeluverkkoyhtiöt ovat voineet itse määrittää komponenteilleen pitoajat ennalta määritellyn komponenttikohtaisen vaihteluvälin sisältä. Lyhyempi pitoaika merkitsee suurempaa vuosittaista tasapoistoa. Verkkokomponentin käyttöiän loputtua kyseinen komponentti menettää kirjanpidollisen arvonsa.

2.3.5 Toimitusvarmuus- ja innovaatiokannustin

Toimitusvarmuuskannustin lisättiin muiden kannustimien joukkoon kolmannelle valvontajaksolle vuosien 2014 ja 2015 ajaksi. Kyseinen kannustin mahdollistaa nykykäyttöarvoa sisältävien ilmajohtoverkon komponenttien alaskirjauksen ilman investointikannustimeen kuuluvien tasapoisto-osuuksien menettämistä. Tämä mahdollistaa kappaleessa 2.2.1 esitettyjen laatuvaatimusten saavuttamisen ilman yksittäisille verkkoyhtiöille aiheutuvaa taloudellista rasitetta.

Toimitusvarmuuskannustimen alaskirjauksen lisäksi siihen kuuluu ilmajohtokatuja vierimetsien hoitoon tarkoitettu taloudellinen tuki. Vierimetsällä tarkoitetaan johtokatuja reunustavia metsäalueita, joiden puusto vaikuttaa nykyhetkellä tai lähitulevaisuudessa johtokadun vikaherkkyyteen. Toimitusvarmuuskannustin sisältää jakelukeskeytyksien varautumistoimenpiteistä aiheutuvat kustannukset, joihin kuuluvat viranomais- ja asiakasviestintään tarkoitettujen järjestelmien ylläpito-, käyttö-, sekä kehittämiskustannukset.

Oikaistun tuloksen laskentaan kuuluva innovaatiokannustin on osa kohtuullisen tuoton muodostumista. Kyseisen kannustimen tarkoituksena on rohkaista jakeluverkkoyhtiötä pienimuotoiseen tuotekehitykseen vähentämällä innovaatiokannustimen osuus oikaistun tuloksen laskennasta. Innovaatiokannustimen alle sisällytetyt kustannusten osuus saa olla korkeintaan 0,5 % kyseisen yhtiön vuosittaisesta liikevaihdosta.

2.4 Jakeluverkon rakentamisen osakustannukset

Jakeluverkkosuunnittelun tavoite on ylläpitää ja laajentaa kustannustehokkaasti alueellista jakeluverkkoa. Vanhojen johtolähtöjen saneeraus ja uusien loppuasiakkaiden liittäminen jakeluverkkoon on projektiluontoista toimintaa, joiden taloudellinen tarkastelu toteutetaan omina kokonaisuuksinaan. Yksittäisen suunnitelman aiheuttamat kulut voidaan jakaa neljään osa-alueeseen: Investointi-, keskeytys-, kunnossapito-, sekä häviökustannuksiin. Jakeluverkkosuunnittelun taloudellinen tarkastelu voidaan tiivistää kaavaan (7):

$$K_{kok} = \sum_{t=1}^T (K_{inv,t} + K_{kesk,t} + K_{kun,t} + K_{häv,t}) \quad (7)$$

missä	K_{kok}	Kokonaiskustannukset
	K_{inv}	Investointikustannukset
	K_{kesk}	Keskeytyskustannukset
	K_{kun}	Kunnossapitokustannukset
	$K_{häv}$	Häviökustannukset
	t	Tarkasteluvuosi
	T	Suunniteluprojektin tarkastelujakso

Kaavan (7) sisältämät osakustannukset esitellään seuraavissa alakappaleissa. Yksittäisen osakustannuksen taloudellinen laskenta suoritetaan kaavan (7) sijaan kapitalisointikertoimen κ avulla. Kapitalisointikertoimella saadaan laskettua yksittäisen osakustannuksen taloudellinen vaikutus ja se muodostetaan kaavan (8) mukaisesti:

$$\kappa = \Psi \cdot \frac{\Psi^T - 1}{\Psi - 1}, \quad (8)$$

missä κ Kapitalisointikerroin
 Ψ Apumuuttuja
 T Tarkastelujakson kesto vuosina.

Kaavassa (8) käytetty apumuuttuja koostuu energiankulutuksen muutoksesta tarkastelujakson aikana ja prosentuaalisesta korkokannasta. Kyseinen apumuuttuja määritetään aina osakustannuskohtaisesti, koska sähkönenergian käyttötasen muutos vaikuttaa osakustannuksiin eri tavoin. Kapitalisointikertoimessa käytettävä apumuuttuja muodostetaan seuraavien kaavojen mukaisesti:

$$\Psi_\alpha = \frac{1}{(1+p)}, \quad (9)$$

$$\Psi_\beta = \frac{(1+r)}{(1+p)}, \quad (10)$$

$$\Psi_\gamma = \frac{(1+r)^2}{(1+p)}. \quad (11)$$

missä r Energiankulutuksen vuotuinen kasvuprosentti
 p Prosentuaalinen korkokanta.

Myöhemmin tässä diplomityössä kapitalisointikertoimen alaindeksillä viitataan kaavoihin (9), (10), ja (11) käyttämällä vastaavaa apumuuttujan alaindeksiä. Osakustannuksia analysoitaessa on syytä huomioida energiankulutuksen vuotuisen kasvuprosentin vaikutus lopputulokseen. Joissain suunnitteluprojekteissa erilaiset ratkaisut tuottaisivat taloudellisesti paremman lopputuloksen, jos ennustettu energiankulutuksen kasvuprosentti eroaisi suunnittelussa käytetystä arvosta. Todellisesta energiakulutuksen kasvuprosentista voidaan kuitenkin varmistua vasta jälkikäteen, jolloin voidaan ainoastaan todeta kuinka hyvin tehdyt päätökset ovat onnistuneet.

2.4.1 Investointikustannukset

Jakeluverkon investointikustannukset muodostuvat komponenttien hankintahintojen lisäksi rakentamisen ja suunnittelun aiheuttamista kustannuksista. Investointien suuruus vaikuttaa jakeluverkkoyhtiön tasapoisto-osuuteen kappaleessa 2.3.4 esitetyllä tavalla.

Tämän lisäksi komponenttien investointikustannuksille on asetettu vuosittain päivitettävät yksikköhinnat jotka löytyvät liitteestä 1.

Uutta verkostoaluetta rakennettaessa investointikustannukset eivät ole synonyymi kokonaiskustannusten kanssa. Investointikustannuksia korottamalla voidaan saavuttaa alhaisempi kokonaiskustannus parantuneen toimitusvarmuuden tai häviökustannusten pienentymisen ansiosta. Investointikustannukset eivät ole yhteydessä energiankulutuksen kasvun kanssa, jolloin kapitalisointikertoimen apumuuttujana käytetään kaavan (9) muotoa.

Kustannussäästöjä saavuttavien investointien kannattavuutta voidaan havainnollistaa annuiteetin avulla. Annuiteetti kuvaa investoinnin vuotuista kustannuserää tarkastelujakson aikana ja se muodostetaan kaavan (12) mukaisesti:

$$\varepsilon = K_{inv} \cdot \frac{p/100}{1 - \frac{1}{(1+p/100)^T}}, \quad (12)$$

missä ε	Annuiteetti
K_{inv}	Investoinnin hankintahinta
p	Prosentuaalinen korkokanta
T	Kirjanpidollinen pitoaika.

Annuiteetin avulla on helppoa verrata investoinnin vuotuisia kustannuksia saavutettavien säästöihin, kun kyseessä on toimitusvarmuutta lisäävä tai häviökustannuksia vähentävä investointi. Annuiteettitarkastelun perusteella suunniteltu investointi on kannattava, kun investoinnille laskettu annuiteetti on pienempi kuin vuositasolla saavutettava kustannussäästö.

2.4.2 Keskeytyskustannukset

Sähkönjakelun keskeytyksistä aiheutuvat kustannukset ovat jakeluverkkoyhtiöiden osakustannustarkastelussa eniten riskiä sisältävä tekijä. Jakelukeskeytysten lukumäärää on vaikea arvioida yksittäiselle kalenterivuodelle, koska niiden määrä on selkeästi yhteydessä luonnonilmiöihin. Täten vuosittainen keskeytyskustannuksen suuruus on hyvin ailahteleva, vaikkakin ennakoivaa arviointia voidaan suorittaa hyödyntämällä keskeytystilastoja. Tarkasteluvuoden keskeytyskustannukset muodostuvat kaavassa (13) olevista osakustannuksista.

$$K_{kesk,t} = KAH_t + K_{vak,t} + TJS_t, \quad (13)$$

missä $K_{kesk,t}$	Keskeytyskustannusten arvo vuonna t
KAH_t	Kaavan (1) mukainen keskeytyksistä aiheutuva haitta vuonna t
$K_{vak,t}$	Vakiokorvauksista muodostuneet kustannukset vuonna t
TJS_t	Tulonmenetys toimittamatta jääneestä sähköstä vuonna t .

Vikatilanteisiin varautumisesta aiheutuvat kustannukset eivät kuulu keskeytyskustannuksiin, vaan ne ovat osa kunnossapitokustannuksia. Keskeytyskustannusten osatekijät ovat suoraan verrannollisia energiankulutuksen kasvun suhteen, jolloin kapitalisointikertoimen apumuuttuja on kaavan (10) mukainen.

2.4.3 Kunnossapitokustannukset

Kunnossapitokustannukset muodostuvat niistä verkostokustannuksista, joita ei sisällytetä investointi- tai keskeytyskustannuksiin. Jakeluverkkoyhtiötä ohjaava kannustinjärjestelmä ei ota kolmannella valvontajaksolla kantaa kunnossapidolliseen toimintaan, jolloin toimiva kunnossapitojärjestelmä on jakeluverkkoyhtiöiden omakohtaisen tarkastelun varassa. Kunnossapidollisten toimien tärkeimpinä tehtävinä voidaan pitää vikatilanteiden ehkäisyä sekä toimia, jotka siirtävät suurien investointien tarvetta ajassa edemmäksi.

Tässä työssä kunnossapitokustannuksiin kuuluvat ne osakustannukset, joiden apumuuttuja ei ole riippuvainen energiankulutuksen muutoksesta. Tällöin kunnossapitokustannusten apumuuttujana käytetään kaavaa (9). Kunnossapitokustannukset muodostuvat kaavan (14) mukaisesti:

$$K_{kun,t} = K_{työ,t} + K_{järj,t} + K_{yll,t} \quad (14)$$

missä $K_{kun,t}$	Kunnossapitokustannusten arvo vuonna t
$K_{työ,t}$	Keskeytyksistä aiheutuvat työvoima- ja materiaalikustannukset
$K_{järj,t}$	Varallaolojärjestelmän kustannukset
$K_{yll,t}$	Huoltotoimenpiteiden kustannukset.

Kunnossapidolliset toimet sisältävät verkkokomponenttien kuntotarkistukset, määräaikaaiset huoltotoimenpiteet, sekä vikatilanteita ehkäisevän toiminnan. Hyvänä esimerkkinä kunnossapitotoimista voidaan pitää johtokatuja raivaamista ja vierimetsien hoitoa. Varallaolojärjestelmän kustannuksiin sisällytetään tässä tarkastelussa vikatilanteisiin varautumisesta aiheutuvat kustannukset, joita itse vikatilanteet eivät aiheuta.

2.4.4 Häviökustannukset

Jakeluverkon häviökustannukset ovat komponenttien energiahäviöistä muodostuva kustannuserä. Jakeluverkon energiahäviöt muodostuvat siirtojohtimien ja muuntajien häviöiden summasta ja niistä muodostuvat häviökustannukset ovat esitettynä kaavassa (15).

$$K_{häv,t} = K_{kuor,t} + K_{tyhj,t} + K_{siir,t} \quad (15)$$

missä $K_{häv,t}$	Vuonna t aiheutuvat häviökustannukset
$K_{kuor,t}$	Käytössä olevien muuntajien kuormitushäviöistä aiheutuvat kustannukset vuonna t
$K_{tyhj,t}$	Käytössä olevien muuntajien tyhjäkäyntihäviöistä aiheutuvat kustannukset vuonna t
$K_{siir,t}$	Siirtojohtimien aiheuttamat häviökustannukset vuonna t

Yksittäisen siirtojohtimen kohdalla häviöteho muodostuu siirtojohtimen pituuden, johtimen kautta siirrettävän energian ja johtimen poikkipinta-alan välisestä yhteydestä. Siirtojohtimen poikkipinta-alan suurentuessa investointikustannukset kasvavat ja vastaavasti häviökustannukset pienenevät. Kokonaiskustannusten minimointi ei ole siirtojohtimien poikkipinta-alan ensisijainen valintakriteeri, koska vikatilanteiden aiheuttamissa korvaustilanteissa siirtojohtimilta vaadittava korkea tehonsiirron tarve ohjaa johtimien mitoitus.

Muuntajien energiahäviöt muodostuvat tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöistä. Tyhjäkäyntihäviön tarkka arvo riippuu muuntajan yläjännitteen arvosta. Jakelumuuntajien kohdalla todelliset tyhjäkäyntihäviöt ovat tarpeeksi lähellä muuntajien kilpiarvoja, ettei tarkennukselle ole tässä tarkasteluyhteydessä tarvetta. Tyhjäkäyntihäviöiden taloudellisen vaikutuksen laskemiseen käytetään kaavan (9) apukerrointa. Muuntajien kuormitushäviöt puolestaan riippuvat niiden yli siirrettävän sähköenergian suuruudesta. Kuormitushäviön hetkellinen arvo saadaan kaavan (16) mukaisesti.

$$P_k = \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 \cdot P_{kn}, \quad (16)$$

missä P_k	Muuntajan kuormitushäviö
P_{kn}	Muuntajan nimelliskuormitushäviö
S	Muuntajaan kohdistunut kuorma
S_n	Muuntajan nimelliskuorma.

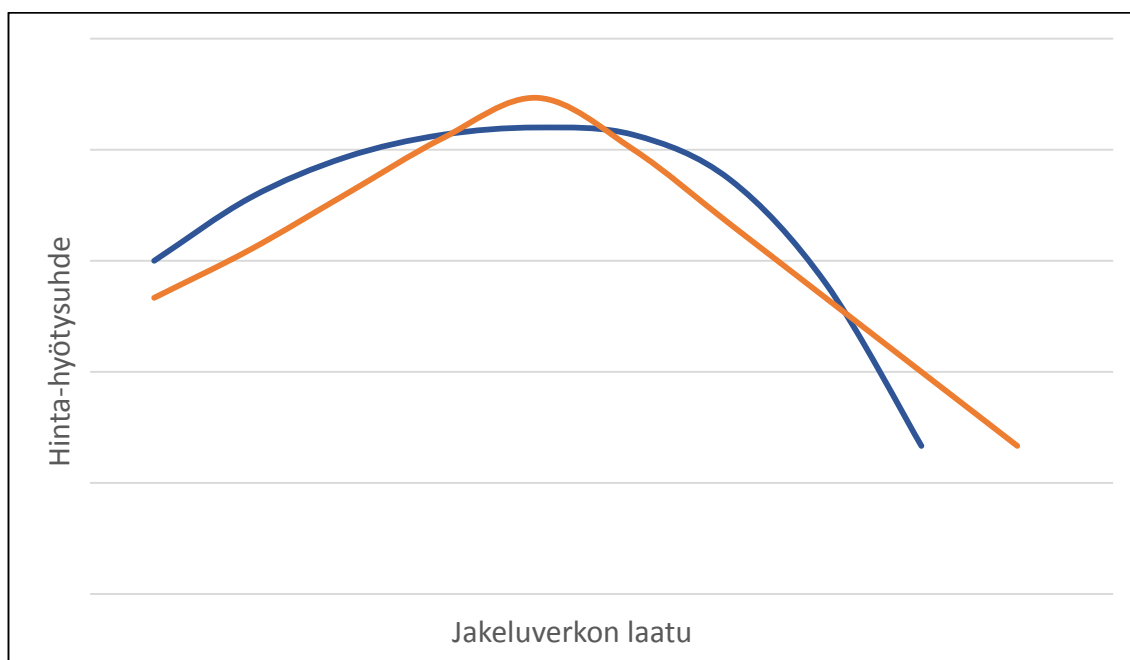
Kaavassa (16) olevat nimellisarvot ovat nk. muuntajan kilpiarvoja. Muuntajien kuormitushäviö on suhteessa neliöön muuntajaan kohdistuvan kuorman kanssa, jolloin kuormitushäviökustannusten apukertoimena käytetään kaavan (11) muotoa. Muuntajien mitoittamisesta kerrotaan tarkemmin kappaleissa 3.1.3 ja 3.1.4.

2.5 Yhteiskunta sidosryhmänä

Lakien ja reguloinnin lisäksi jakeluverkkoliiketoimintaan vaikuttaa vuorovaikutussuhde yhteiskunnan kanssa. Yleinen suhtautuminen jakelukeskeytyksiä kohtaan on tiukentunut vuosien saatossa ja tämän mielipiteen voidaan olettaa kehittyvän jatkossakin

samankaltaisesti. Jakeluverkkoliiketoiminnan kannalta tärkeimmäksi kysymykseksi on muodostumassa, mihin pisteeseen sähköverkkoinfrastruktuurin laatutavoite tulisi asettaa. Tilanteen arviointia monimutkaistaa sidosryhmien eriävät mielipiteet laadullisen tavoitetilan suhteen.

Lait määrittävät jakeluverkoille laadullisen vaatimustason, jonka alitus aiheuttaa erilaisia sanktioita. Reguloinnin tehtävä on luoda toimintaympäristö, jossa laatutekijöiden vaikutus yhtiön tulokseen vastaa yhteiskunnan odotuksia. Tällöin huonolaatuinen jakeluverkko ei tuota jakeluverkkoyritykselle yhtä hyvää tulosta kuin optimaalisesti rakennettu jakeluverkko. Samalla regulaation tulee ehkäistä jakeluverkkoyhtiöitä saamasta taloudellista hyötyä turhista investoinneista laadullisiin tekijöihin, jotta yhteiskunnan varoja ei ylimalkallisesti tuhlaata jakeluverkkojen rakenteisiin. Diplomityön kirjoitushetkellä uudet keskeytysaikoja koskevat vaatimukset, vakiokorvaukset ja laatukannustin ohjaavat verkkoyhtiöitä nostamaan jakeluverkkojen yleistä laatutasoa nykyisestä.



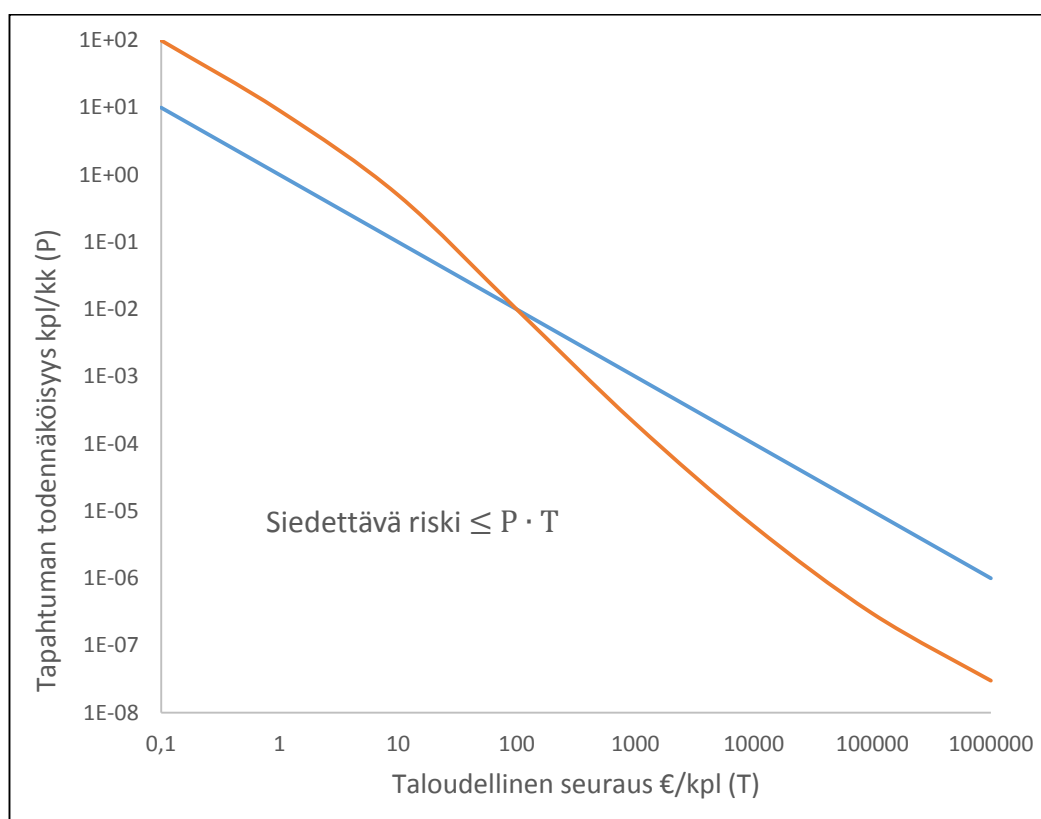
Kuva 2.3. Periaatteelliset käyrät yksittäisen jakeluverkon kustannustehokkuuden ja tavoitellun laadun yhteydestä. Oranssi käyrä kuvaa tilannetta, jossa korkean kustannustehokkuuden saavuttamiselle on olemassa hyvin tiukka optimitila. Sininen käyrä vastaa tilannetta, jossa hyvin erilaatuisilla jakeluverkoilla saavutetaan hinta-hyötysuhteeltaan samankaltainen lopputulos.

Seuraava lyhyt esimerkki kuvaa jakeluverkolle valitun laadun ja jakeluverkon loppuasiakkaiden välistä vuorovaikutusta: Jakeluverkkoyhtiö päättää investoida laajamittaisesti toimitusvarmuutta parantaviin verkostokomponentteihin. Uudet investoinnit nostavat jakeluverkon jälleenhankinta-arvoa. Jakeluverkkoyhtiön loppuasiakkaiden kokemat jakelukeskeytykset vähenevät ja jälleenkytkennöistä tulee harvinaisia tapahtumia. Investointitason noustessa jakeluverkkoyhtiö voi jatkossa peria

korkeampaa siirtohintaa loppuasiakkailtaan. Investointien ja reguloinnin yhteisvaikutuksen seurauksena jakeluverkkoyhtiön tulos muuttuu, mutta muutoksen suunta voi olla positiivinen tai negatiivinen. Loppuasiakkaiden kohdalla laatutason nosto korottaa siirtomaksua, mutta jakelukeskeytyksien vähenemisen ja hinnan nousun välistä suhdetta ei välttämättä mielletä samanarvoisina.

2.5.1 Prospektiteorian vaikutus päätöksentekoon

Prospektiteoria on teoreettinen malli, joka kuvaa taloudellista riskiä sisältävien päätöksien muodostamista. Prospektiteorian mukaan yksilöt pyrkivät välttämään liiallisin keinoin riskejä, joiden tapahtumatodennäköisyys on pieni ja kertaluontoinen haittavaikutus suuri. Sitä vastoin toistuvasti pientä tappiota aiheuttavat tapahtumat jäävät ihmisiltä huomiotta. Riskitekijöitä tarkasteltaessa niiden aiheuttamia kustannuksia verrataan toisiinsa kuukausittaisina tasaerinä, joissa tekijöinä ovat yksittäisen tapahtuman todennäköisyys ja keskimääräinen taloudellinen tappio.



Kuva 2.4. Siedettävien riskien käyrät. Sinisellä käyrällä sijaitsevat riskitekijät aiheuttavat 1 €/kk kustannuserän ja sen alle jäävät riskitekijät ovat siedettäviä riskitekijöitä. Oranssi käyrä demonstroi yksilöiden taipumusta kestää erilaisia taloudellisia riskejä, eli useasti tapahtuvia pieniä tappioita siedetään ja suuria riskejä kammoksutaan.

Jakeluverkkoliiketoiminnassa on syytä ottaa huomioon prospektiteoriaan liittyvät yksityiskohdat. Suurta riskiä sisältävien tapahtumien ehkäisy investoinneilla ei välttämättä ole kustannustehokasta toimintaa. Lisäksi sidosryhmien mielipiteitä ei

kannata ottaa huomioon suodattamattomina, koska sidosryhmien arviontikykyä eivät ole auttamassa kokonaiskustannustarkastelusta saatavat tiedot.

Prospektiteoria vaikuttaa myös positiivisten taloudellisten tapahtumien havainnointikykyyn. Tällöin toistuvasti pientä tuottoa tekeviä investointeja aliarvioidaan ja riskialttiita korkean tuotto-odotusten investointeja pidetään lähtökohtaisesti parempina. Tämän vuoksi pienten kustannustehokkaiden investointien painoarvo jää vähäiseksi ja näitä investointeja voidaan lykätä vetoamalla resurssien riittämättömyyteen.

3 JAKELUVERKON RAKENTAMISEEN LIITTYVÄT YKSITYISKOHDAT

Jakeluverkon rakentamisen ja ylläpidon suunnittelu on yhdistelmä kustannusten, laadun, ja turvallisuuden optimointia. Regulointi ja rakennusmääräykset varmistavat jakeluverkon korkean turvallisuustason sekä luovat suhteen sähkönjakelun laadun ja taloudellisen kannattavuuden välille. Taloudellisen investoinnin taso ei ole suoraan verrannollinen laatutason kanssa, vaan niiden välisessä yhteydessä voidaan havaita saturaatiota.

Tässä kappaleessa esitellään erilaisia tekijöitä, jotka osaltaan määrittävät komponenttivalinnat eri tilanteissa. Tavoitetilassa jakeluverkkoyhtiö voi tuottaa voittoa ilman korkeaa riskitasoa. Jakeluverkkoa voidaan rakentaa priorisoimalla menetelmiä, jotka edesauttavat tavoitetilan saavuttamista.

3.1 Jakeluverkon rakenteesta ja mitoittamisesta

Jakeluverkossa siirrettävän sähkön tulee noudattaa sille asetettuja vaatimuksia. Sähkön laatustandardissa SFS-EN 50160 määritetään raja-arvot jakeluverkossa siirrettävän sähkön ominaisuuksille. Usein sähkösiirron teknisillä vaatimuksilla viitataan juurikin sähkön laadulle asetettuihin ehtoihin. Sähkön ominaisuuksien lisäksi sähköverkon fyysinen rakenne tulee toteuttaa siten, ettei työntekijöille tai sivullisille henkilöille aiheudu hengenvaaraa. Diplomityön tarkoituksena ei ole perehtyä jakeluverkon suunnitteluun turvallisuuden näkökulmasta, joten aihetta ei käsitellä tämän syvällisemmin.

3.1.1 Jännitteenalenema ja sähkön laatu

Loppuasiakkaiden liitäntäpisteissä mitattava jännite on alhaisempi kuin sitä syöttävän jakelumuuntajan toisiojännite. Jännitteenalenema aiheutuu siirtojohtimissa tapahtuvasta tehohäviöstä. Liian alhainen jännite voi estää loppuasiakkaan sähkölaitteiden käytön ja lievemmissä tapauksissa alhainen jännite nostaa sisäverkossa siirrettävän virran nimellisarvoja. Jakeluverkkosuunnittelussa jännitteenaleneman tarkastelu suoritetaan verkkotietojärjestelmän avulla. Jännitteenaleneman tarkastelussa käytetään prosentuaalista arvoa, joka lasketaan kaavan (17) mukaisesti:

$$U_{h\%} = \frac{I(R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)}{U} \quad (17)$$

missä $U_{h\%}$	Prosentuaalinen jännitteenalenema
U	Pääjännite
R	Siirtojohtimen resistanssi

X	Siirtojohtimen reaktanssi
I	Siirtovirta
$\cos\varphi$	Tehokerroin, eli siirrettävän pätötehon suhde näennäistehoon
$\sin\varphi$	Siirrettävän loistehon suhde näennäistehoon.

Tässä diplomityössä tehokertoimen arvo on 0,95. Jakeluverkon jännitteenalenemaa koskevat kriteerit ovat listattuna standardissa SFS-EN 50160 ja jännitteenalenemaa koskevat asetetut raja-arvot ovat esitettynä taulukossa 3.1.

Taulukko 3.1. Jännitetason mittaustulosten sallittu vaihteluväli PJ-, ja KJ-tasoilla. [2]

PJ-taso normaaleissa olosuhteissa:	U_n
95 % mittaustuloksista	$\pm 10 \%$
100 % mittaustuloksista	$+ 10 \% \mid - 15 \%$
KJ-taso normaaleissa olosuhteissa:	U_n
99 % mittaustuloksista	$\pm 10 \%$
100 % mittaustuloksista	$\pm 15 \%$

Jännitteenaleneman mittaustulokset muodostuvat 10 minuutin mittaisten jaksojen keskiarvoista ja kokonaisuudessaan mittausajan tulee olla vähintään viikon mittainen. Pitkäkestoiset mittaukset vähentävät satunnaisten jännitetason heilahtelujen vaikutusta mittaustulokseen ja kertovat enemmän loppuasiakkaan sähkön laadusta kokonaisuudessaan. Mittaustavan myötä ainoastaan selkeät laadulliset puutteet vaativat jakeluverkkoyhtiötä vahvistamaan käytössä olevia komponentteja.

3.1.2 Vikavirran riittävyys

Jakeluverkkoa suunniteltaessa on kiinnitettävä huomio loppuasiakkaiden oikosulkuvirtoihin, jotta ne ovat riittävän korkeat mahdollisten vikatilanteiden varalta. Mitä suurempi oikosulkuvirta tarkastelupisteessä on, sitä nopeammin tarkastelupisteessä oleva sulake reagoi vikatilanteeseen. Jakeluverkon liitäntäpisteille asetetut 1-vaiheiset oikosulkuvirtojen arvot ovat määriteltynä standardeissa SFS 6000-4-41 ja SFS 6000-8-801. Näillä arvoilla saavutetaan tavoiteltava viiden sekunnin vikatilanteen laukaisuaika. 1-vaiheisen oikosulkuvirran tulee olla yli 250 ampeerin suuruinen, jos johtolähdön vikasuojaus on päävarokkeiden varassa. 1-vaiheisen oikosulkuvirran arvo voi olla alimmillaan 180 ampeeria, jos johtolähdöllä oleva lisäsuojaus takaa alle viiden sekunnin laukaisuaajan vikatilanteissa. Kaavassa (18) on esitettynä liitäntäpisteen 1-vaiheinen oikosulkuvirran laskentakaava. [13]

$$I = \frac{U_v}{\sqrt{(R_k + R_m + R_j)^2 + (X_k + X_m + X_j)^2}} \quad (18)$$

missä I 1-vaiheinen oikosulkuvirta

U_v	vaihejännite
R_k, X_k	Syöttävän verkon oikosulkuresistanssi ja –reaktanssi redusoituna 0,4 kV:n jännitetasolle.
R_m, X_m	Jakelumuuntajan oikosulkuresistanssi ja –reaktanssi 0,4 kV:n jännitetasolla.
R_j, X_j	Siirtojohtinten oikosulkuresistanssi ja –reaktanssi jakelumuuntajalta ja loppuasiakkaan liitäntäpisteelle

Vikavirran riittävyys on otettava huomioon siirtojohtimien saneerauksen yhteydessä. Siirtojohtimen pidentyminen laskee vaikutusalueelle kuuluvien liitäntäpisteiden vikavirtoja. On syytä muistaa, että vanhat 0,4 kV:n johtolähdöt on suunniteltu nykyisistä poikkeavilla turvallisuusstandardeilla. Tällaisessa tilanteessa liitäntäpisteiden matalat vikavirrat pakottavat paksumpien siirtojohtimien käyttöön, jolla voi olla yllättävän suuri vaikutus haja-asutusalueiden saneerauskustannuksiin.

3.1.3 Jakelumuuntajan valinta

Muuntaja on jakeluverkon komponentti, jonka tehtävänä on muuntaa jännitteen arvo tasolta toiselle. Kyseinen prosessi aiheuttaa energiahäviöitä, jotka muodostuvat muuntajan magneettikentän häviöistä ja muuntajan sisäisen resistanssin aiheuttamista tehohäviöistä. Sisäisen resistanssin aiheuttamat kuormitushäviöt vastaavat kappaleessa 2.4.4 esiteltyä kaavan (15) muotoa. Kuormitushäviöt kuumentavat muuntajien rakenteita, sekä maksavat rahaa häviöenergian muodossa. Nämä seikat toimivat muuntajien mitoituksen reunaehtoina. Jakelumuuntajan aiheuttamat kokonaiskustannukset voidaan arvioida kaavan (19) perusteella.

$$K_{kok,m} = \kappa_\alpha \cdot (K_{inv,t} + K_{tyhj,t}) + \kappa_\gamma \cdot K_{kuor,t}, \quad (19)$$

missä $K_{kok,m}$	Jakelumuuntajan m aiheuttamat kokonaiskustannukset
$\kappa_{\alpha,\gamma}$	Kapitalisointikerroin, apukertoimina käytetty kaavoja (9) ja (11)
$K_{inv,t}$	Jakelumuuntajan investointikustannukset käyttöönottovuotena t
$K_{tyhj,t}$	Jakelumuuntajan tyhjäkäyntihäviöt käyttöönottovuotena t
$K_{kuor,t}$	Jakelumuuntajan kuormitushäviöt käyttöönottovuotena t

Suurimman muuttujan muuntajan kokonaiskustannuksissa aiheuttaa yksittäisen muuntajan elinikä. Muuntajien oletettu elinikä on laskettu siten, että muuntajaa kuormitetaan nimellistehon mukaisesti ja muuntajaa ympäröivä lämpötila vastaa tavanomaisia käyttöolosuhteita. Muuntajan ylikuormituksella on korostetun suuri vaikutus muuntajan käyttöajan lyhenemisen kanssa. Tämän vuoksi muuntajien ylimitoitus voi olla kustannustehokkuuden puolesta perusteltu toimenpide. Verkostosuosituksessa SA 2:08 on annettu periaatteelliset arvot jakelumuuntajien ylikuormitettavuudelle ja ne ovat esitettynä taulukosta 3.2. Kyseiset kertoimet on laskettu

talviselle huippukuormitustilanteelle, jolloin kylmä ulkoilma mahdollistaa muuntajan ylikuormituksen ilman muuntajalle aiheutuvaa räsistystä.

Taulukko 3.2. *Jakelumuuntajien ylikuormitettavuus suhteessa muuntajan nimellistehoon. Kertoimissa on oletettu ylikuormituksen osuvan talviseen ajankohtaan. [14]*

Muuntopiiri	Muuntamotyyppi		
	Pylväsmmo	Puistommo	Kiinteistömö
Pientaloalue, sähkölämmitys	1,5	1,4	1,2
Kerrostaloalue	1,5	1,4	1,2
Keskusta-alue	1,4	1,3	1,0
Teollisuusalue	1,4	1,3	1,0
Maaseutualue	1,5	1,4	1,2

Kiinteistömuuntamoiden alhainen kerroin aiheutuu muuntajaa jäähdyttävän ulkoilman puuttumisesta. Taulukon 3.2 perusteella pylväsmuuntamo mahdollistaa korkeamman ylikuormittamisen kuin puistomuuntamo, vaikkakin erot ovat pieniä. Muutossuunta on kuitenkin syytä huomioida vanhoja muuntopiirejä saneerattaessa, koska pylväsmuuntamon korvaaminen muulla muuntamotyyppillä aiheuttaa tarpeen ylikuormitustilanteiden tarkastelulle.

3.1.4 Loppuasiakkaiden kulutuskäyttäytymisen vaikutus suunnittelussa

Muuntajien ja siirtojohtimien mitoittamista ei ole järkevää suorittaa teoreettisen kulutushuipun perusteella. Tämä johtaisi komponenttien rankkaan ylimitoitukseen joka aiheuttaisi valtavat investointikustannukset. Todellisuudessa verkkokomponenttien mitoittamisessa hyödynnetään arvioita sekä loppuasiakkaiden kulutuskäyttäytymisestä että tarkastelualueiden todennäköisistä huipputehon tarpeista. Siirtojohtimien ja muuntajien mitoituksessa hyödynnetään tietoa loppuasiakkaiden lukumäärästä, joka pitkälti määrittää energiankulutuksen ja todennäköisen huipputehon välisen yhteyden. Tehontarpeen risteily perustuu siihen, ettei toisistaan riippumattomien asiakkaiden kulutuskäyttäytyminen vastaa toisiaan. Toisin sanoen loppuasiakkaiden kulutushuiput harvoin tapahtuvat samanaikaisesti, joka tasoittaa siirtojohtimille sekä muuntajille aiheutuvaa kuormitusta. Taulukossa 3.3 on esitettyä arvio huipputehon ja keskitehon käyttäytymisestä, kun tarkasteltavien kulutuspisteiden huipputeho sekä energiankulutus ovat yhtä suuria.

Taulukko 3.3. Huipputehojen yhteys tarkastelupisteen käyttäjämäärän kanssa, kun hajonnan arvo on 50 % keskitehon arvosta ja \bar{P} on keskiteho. [15]

Sähkönkäyttäjämäärä	P_{max}
1	$2,2 \cdot \bar{P}$
2	$3,6 \cdot \bar{P}$
10	$13,6 \cdot \bar{P}$
100	$111,5 \cdot \bar{P}$

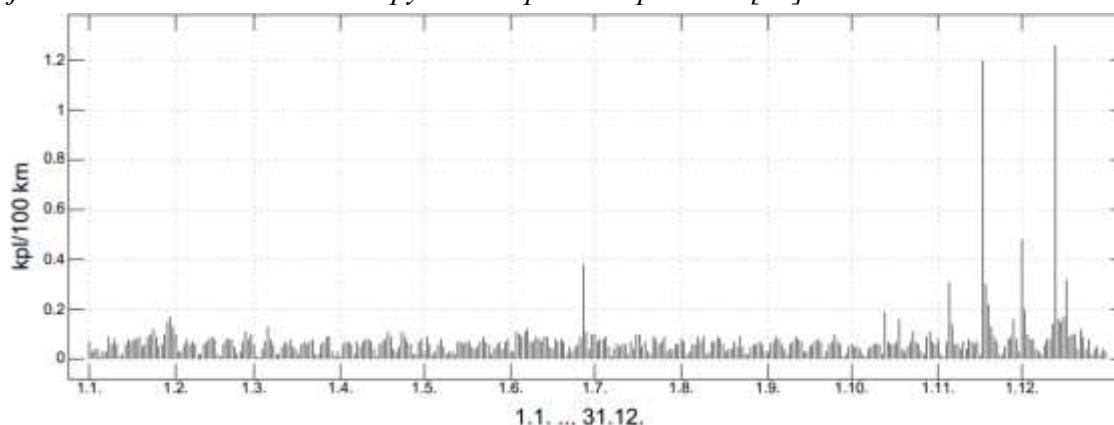
Taulukon 3.3 käyttäjämäärien yleistystä voidaan hyödyntää, jos tarkastelualueen loppuasiakkaat ovat energiankulutukseltaan samassa suuruusluokassa ja mahdollisesti samaa käyttäjätyyppejä. Käyttäjätyypillä tarkoitetaan loppuasiakkaista koostuvaa ryhmää, joiden kulutuskäyttäytyminen vastaa pitkälti toisiaan. Esimerkiksi omakotitaloudet muodostavat useampia käyttäjätyyppejä, joissa ryhmittely määräytyy asunnon lämmitysmuodon perusteella. Suomessa loppuasiakkaiden energiankulutusta tutkittiin aktiivisesti 80- ja 90-luvuilla Sähkölaitosyhdistyksen toimesta. Tutkimuksen perusteella luotiin 40 erilaista kuluttajatyyppejä, joiden sähkönkulutus kuvasi aikansa yleisiä sähkönkulutustottumuksia. [15]

Sähkön kulutustottumukset ovat kehittyneet 90-luvulta nykyhetkeen tultaessa. SEKKI-projektin tulosten perusteella vanhat kuormituskäyrät eivät ole ajantasaisia, koska omakotitaloasiakkaiden kulutustottumukset eivät enää vastaa 90-luvun mittaustuloksia. Yksittäinen merkittävä muutos on maa- ja ilmalämpöpumppujen yleistymisen. Tämän lisäksi sähköautojen tulo lajaimittaiseen käyttöön muokkasi omakotitalojen kuormituskäyriä entisestään. Ilmalämpöpumppujen ja sähköautojen myötä tehontarve kesähelteiden aikana voi olla tulevaisuudessa niin merkittävä, että muuntajille voi aiheutua totutusta poikkeavia ylikuormitustilanteita. Tällaisen tilanteen seurauksena kappaleessa 3.1.3 esitetyt jakelumuuntajien mitoittamisen perusteet voivat tulevaisuudessa muuttua. [16]

3.2 Jakeluverkon vikaherkkyyden käsittely

Jakeluverkkojen yhteydessä vikaherkkyydellä tarkoitetaan suhteellista todennäköisyyttä, jolla tarkasteltava alue kokee vikatilanteen tietyssä ajanhetkenä. Jakeluverkkojen vikaherkkyys ei pysy tietyssä vakioarvossaan, vaan vallitsevat sääolosuhteet vaikuttavat merkittävästi vikatilanteiden hetkelliseen todennäköisyyteen. Vikaherkkyyden sijaan vikataajuudesta puhuttaessa viitataan vikamäärien keskiarvoon tietyn tarkastelujakson aikana ja vikataajuutta hyödynnetään keskeytyskustannusten arvioinnin yhteydessä. Taulukossa 3.4 on esitettynä Suomessa tapahtuneiden jakelukeskeytyksien päivittäiset vikataajuudet vuoden 2013 osalta.

Taulukko 3.4. Vuonna 2013 toteutuneet päivittäiset vikataajuudet. Seija- ja Eino-myrskyt ajoittuvat kahden korkeimman pylvään tapahtumapäiville. [17]



Peräkkäisten vuorokausien välinen ero vikataajuuksissa voi olla monikymmenkertainen. Yksittäisten päivien taloudellinen vaikutus vuositasolla on merkittävä, koska jakeluverkkoyhtiöiden vakiokorvausten ja laatukannustimien taloudelliset vaikutukset voivat kulminoitua näihin yksittäisiin vuorokausiin. Kappaleessa 2.5.1 esitellyn prospektiteorian perusteella suurta riskiä sisältävien tapahtumien vaikutuksen minimointi on ensisijainen toimenpide. Tämä osaltaan on aiheuttanut sääolosuhteista riippumattoman jakeluverkon nousemiseksi yhdeksi jakeluverkkojen uudistamisen päätavoitteista.

3.2.1 Metsäisyyskerroin

Metsäisyyskerroin on apukerroin, jolla kuvataan yksittäisen ilmajohtokadun suhteellista vikaantumisriskiä. Metsäisyyskerroin määritetään nimensä mukaisesti johtokatua ympäröivän puuston perusteella. Johtokatuja luokitella hyödynnetään jakeluverkon kokonaisvikaherkkyden arvioinnissa sekä yhtenä saneerauskohteiden valintakriteerinä.

Metsäisyyskertoimet voidaan joko määrittää olemassa oleville johtoreiteille tai tarkastelun kohteena olevalle maantieteelliselle alueelle. Johtoreittien metsäisyyskertoimet voidaan määrittää ilmakuvien, maastokarttojen ja paikallistietämyksen avulla, mutta aineiston työstäminen vaatii resursseja. Kappaleessa 3.4.2 esiteltävällä CLC-aineistolla voidaan nopeasti määrittää metsäisyyskerroin laajoille alueille, mutta kyseisellä aineistolla saavutetaan allekirjoittaneen mielestä korkeintaan välttävä arvio metsäisyyskertoimille. Tässä työssä ilmajohtokaduille käytettävien metsäisyyskertoimien arvot ovat taulukossa 3.5.

Taulukko 3.5. Ilmajohtokaduille käytettävät metsäisyyskertoimien arvot. [18]

Olosuhde	Metsäisyyskerroin
Vika-altis metsä	1,5
Metsä	1
Tienvarsi	0,5
Pelto	0,1

Metsän ja tienvarren kertoimet kuvaavat yleisiä ilmajohtojen käyttöolosuhteita. Vikaltiltiin olosuhdeluokituksen tarkoituksena on painottaa tiedossa olevien ongelma-alueiden korkeaa vikaherkkyyttä. Johtokadun huono kunto, korkea ikä sekä tilastollisesti poikkeavan korkea vikamäärä ovat soveltuvia perusteita kyseisen kertoimen käytölle. Pelto-osuuksien metsäisyyskertoimeksi on valittu nollasta poikkeavaa arvo. Tämä mahdollistaa laajempien alueiden luokittelun kerrallaan, koska suuria puuttomia alueita on harvassa. Esimerkiksi mökkialueiden yksittäiset pihapuut sekä pelto-ojien puusto kuvaavat hyvin matalan vikamäärän omaavia alueita.

Kertoimia määriteltäessä on syytä välttää liiallista vikahistorian hyödyntämistä, koska tilastollinen harhavaikutelma voi aiheuttaa kertoimien vääristynyttä käyttöä. Tämä voi johtaa väärin alueiden kuntotason parantamiseen, jolloin investointien kohdentamisessa ei saavuteta täydellisesti optimoitua ratkaisua. Jakeluverkon siirtojohtimien vikaherkkyyttä voidaan arvioida tilastoidun vikataajuuden sekä metsäisyyskertoimen avulla. Yksittäisen tarkastelualueen vikaherkkyys voidaan määrittää kaavan (20) perusteella.

$$\lambda_m = \sum_{i=1}^j (\lambda_j \cdot m_{j,k} \cdot l_{j,k}) \quad (20)$$

missä λ_m	Tarkastelualueen suhteellinen vikaherkkyys
λ_j	Johdintyyppille j määritetty vikataajuus luonnonilmiöiden osalta
$m_{j,k}$	Johdintyyppin j metsäisyyskertoimen keskiarvo tarkastelualueella k
$l_{j,k}$	Johdintyyppin j pituus tarkastelualueella k .

Kaavan (20) antama tulos kuvastaa tarkasteltavan kohteen suhteellista herkkyyttä kokea vikatilanteita luonnonilmiöiden osalta. Kaavan (20) soveltaminen on hyvä rajoittaa saneeraus suunnitelmien väliseen vertailuun, koska tulos on parhaimmillaan suuntaa antava. Lopputuloksen perusteella saadaan arvio suunnitelmien ja tarkastelualueen nykytilan välisestä muutoksesta vikaherkkyiden suhteen.

3.3 Ilmajohtojen ominaisuudet

Siirtojohtimien tehtävänä on yhdistää sähkön kulutus pisteet ja energiantuotanto toisiinsa. Siirtojohtimien valinnalla on suuri merkitys rakennettavan alueen toimitusvarmuuteen ja investointikustannusten suuruusluokkaan. Eri johdintyyppien investointikustannusarvio voidaan muodostaa yksikköhintatietojen avulla, jotka löytyvät liitteestä 1. Siirtojohtimien ja toimitusvarmuuden välistä yhteyttä voidaan analysoida Energiategollisuuden (ET) keräämien keskytystilastojen avulla. Taulukossa 3.6 on esitettyä eri johdintyyppien käyttömäärät KJ-jännitetasolla vuoden 2013 tilanteen mukaisesti. Kyseiset tiedot ovat jakeluverkkoyhtiöiltä kerättyjä todellisia johdinpituuksia ja ne on osioitu johtolähtöjen maakaapelointiasteiden mukaisesti. Prosentuaalisella maakaapelointiastella tarkoitetaan maakaapelien johdinpituuden suhdetta kokonaispituuteen.

Taulukko 3.6. Suomen keskijänniteverkon johdinpituudet jaoteltuna johtolähtöjen kaapelointiasteen perusteella. Taulukon tiedot ovat vuodelta 2013. [17]

1-45 kV jakeluverkko	Maaseutu	Taajama	City	Kaikki yhteensä
Johtolähdön kaapelointiaste	0-30%	30-75%	75-100%	
Johtopituus yhteensä km*	117684	9760	9418	136860
Avojohto	103017	3870	278	107165
PAS	8677	872	80	9628
Ilmakaapelit	379	168	37	584
Kaapelit	5611	4847	9023	19482
) * josta PJK ja/tai AJK suojattua	81461	6006	3764	91231
Avojohtoista metsässä (%)	47	24	41	48

Taulukon 3.6 perusteella KJ-johdinten maakaapelointiaste oli vuoden 2013 aikana 14,2 %. KJ-johdinten maakaapelointi on lisääntynyt merkittävästi lyhyessä ajassa, sillä vuonna 2008 maakaapelointiaste oli vielä 10,4% tasolla. Johdinpituuksien lisäksi ET on tilastoinut jakeluverkoille tapahtuneita vikatilanteita vuodesta 2007 alkaen, josta esimerkkinä taulukon 3.7 vikatiheystilasto. [17]

Taulukko 3.7. Eri johdinten vikatiheydet jaoteltuna vikatilanteen aiheuttaneen syyn mukaisesti. Taulukon tiedot ovat vuodelta 2013. [17]

Vikaa / 100 km,a	Avojohto	PAS	Ilmakaapeli	Maakaapeli
Luonnonilmiöt yhteensä	6.42	0.45	0.35	0.03
Tekniset syyt yhteensä	0.91	0.14	0.29	0.38
Muut syyt yhteensä	1.20	0.06	0.19	0.38
Oman verkon vikakeskeytykset	8.48	0.56	0.62	0.67
Oman verkon suunnitellut keskeytykset	4.96	0.28	0.36	0.40
Yhteensä	13.37	0.81	0.90	0.97

Taulukon 3.7 tietojen perusteella voidaan todeta avojohtojen vikataajuuden olevan muita johdintyyppejä selkeästi korkeampi luonnonilmöiden aiheuttamien vikatilanteiden kohdalla. Ilmakaapelien vikataajuuksien tarkastelussa on syytä huomioida kyseisen johdintyyppin vähäinen johdinpituus. Tämä voi vääristää johdintyyppin vikamäärien välistä vertailua suuntaan tai toiseen.

3.3.1 Avojohtot

Avojohtot kuuluvat perinteisiin sähkönsiirron komponentteihin. Avojohtojen suuri prosentuaalinen osuus selittyy maaseutujohtolähtöjen kokonaispituudella. Suomen maaseutua sähköistettäessä ilmajohtoreittien suunnittelussa vallitsi tapa, jossa

pyrkimyksenä oli minimoida johtokatuja pituus. Tämä tapa aiheutui rakentamisen korkeista kustannuksista, jolloin investointikustannusten minimoinnista muodostui suunnittelua hallitseva tekijä. Suunnittelutavan seurauksena maaseutujohtolähdöille on muodostunut ominainen piirre, jossa johtokadut kulkevat mahdollisimman lyhyitä reittejä metsien ja peltojen poikki.

Avojohtojen johdinmateriaaleina käytetään kuparia ja alumiinia, joista jälkimmäinen on yleisin Suomessa käytettävistä johdinmateriaaleista. Alumiinijohdin (AAC), alumiiniseosjohdin (AAAC) ja teräsvahvennettu alumiinijohdin (ACSR) ovat yleisiä 20 kV:n avojohtotyyppisiä. ACSR-johtotyyppi on yleisesti käytössä korkean mekaanisen kestonsa ansiosta. Avojohtot ovat käytetyistä johdintyypeistä kaikkein herkimpiä vikatilanteille. Avojohtoille aiheutuneiden vikatilanteiden korjaaminen on kuitenkin muita johdintyyppisiä nopeampaa yksinkertaisen rakenteensa vuoksi, jonka seurauksena vikatilanteiden korjauskustannukset ovat keskimääräisesti muita johdintyyppisiä matalammat. Avojohtoilla ei myöskään tunneta nk. piileviä vikoja, koska kaikki vikatilanteet aiheuttavat sähkönjakelun keskeytymisen.

Avojohtot ovat investointikustannuksiltaan halvin johtotyyppi ja se puoltaa niiden hyödyntämistä suunnittelussa. Toinen avojohtojen etu on käytettävyyden helppous. Avojohtolinjan fyysinen siirto paikasta toiseen on muihin johtoratkaisuihin verrattuna yksinkertaisempi toimenpide. Tällainen ominaisuus on eduksi alueilla, joiden rakennusaste voi muuttua siirtojohtimen käyttöiän aikana. Lisäksi avojohtoilla on muita vaihtoehtoja korkeampi ylikuormitettavuus, joka madaltaa johtimelta tarvittavan poikkipinta-alan suuruutta.

3.3.2 PAS-johtimet

Suomessa PAS-johtimista puhuttaessa viitataan yleisesti erilaisiin päällystettyihin avojohtoihin suurjännitteelle. Ruotsissa PAS-johtimella tarkoitetaan Suomessa kehitettyä PAS-johdintyyppiä. Ero lyhenteiden merkityksessä mahdollistaa tulkintavirheet eri lähteiden välillä.

PAS:n kehityksen alkuvaiheet sijoittuvat Suomeen 70-luvun loppupuolelle. Suomalaiset PAS-johtimet ovat yleisesti pinnoitettu ristisilloitetulla polyeteeni-muovipäällysteellä (PEX, XLPE), jonka tarkoituksena on suojata johtimia johtokaduille kaatuvien puiden tai oksien aiheuttamilta oikosuluilta. PAS:n johdinmateriaalina käytetään yleisesti alumiinia, joskin kuparista valmistettuja PAS-johtimia on saatavilla. PAS-johtimien ensisijaisia käyttökohteita ovat korkea toimitusvarmuutta vaativat johto-osuudet, joiden maakaapelointi ei ole kustannustehokasta. PAS-johtimien johtokadun suositusleveys on kuusi metriä verrattuna avojohtoille suositeltuun 10 metrin leveyteen [19]. Kapeampi johtokatu vähentää rakennuskustannuksia sekä mahdollistaa PAS-järjestelmän paremman soveltumisen tienvierien rakentamiseen. PAS-johtimet eivät ole kuitenkaan täysin syrjäyttäneet avojohtoratkaisuja, mikä aiheutuu PAS-järjestelmän korkeammista investointikustannuksista ja käytettävyyteen liittyvistä haasteista.

PAS-johtimen eristerakenne ei ole tarpeeksi vahva kestämään sitä vasten nojaavien puiden aiheuttamaa mekaanista rasitusta tai vaihejohtinten usean tunnin mittaista

kosketustilannetta. Tämän vuoksi johtokatuja tarkastuksia suoritetaan sääolosuhteiden ollessa otolliset puiden kaatumisille. Lisäksi kyseisille johtimille on sattunut vikatilanteita, joissa vaihejohdin on katkennut ilman selkeää vialle altistavaa tapahtumaa. Tällainen vikatilanne on tapahtunut KENET Oy:n jakeluverkkoalueella, jossa yksittäisen PAS-vaihejohtimen katkeamiselle ei tapahtumahetkellä löytynyt selittävää tekijää. Tällaiset vikatilanteet voivat aiheutua tuulen aiheuttamasta värähtelystä tai vaihtoehtoisesti johtimen väärästä jännityksestä. [20][21] PAS-johtimet kokevat tuulen värähtelyvaikutuksen vahvempana kuin niitä vastaavat avojohdot, koska PAS-johtimien muovipäällyste kasvattaa johtimen kokonaispinta-alaa. Korkeampi värähtelyvaikutus korostuu ohuilla johtimilla, joiden pienempi massa altistaa johtimen kovemmalle värähtelylle. Tuulen aiheuttama värähtelyvaikutus ei ole nykyisillä asennusmenetelmillä ylitsepääsemätön ongelma, koska sen vaikutusta pystytään merkittävästi vähentämään värähtelyvaimentimien avulla.

3.3.3 BLL-johdin

Suomalaisen PAS-johtimen lisäksi markkinoilla on Ruotsissa kehitetty BLL-johdin, joka on PAS:n tavoin muovipäällystettyä ilmajohdinta. BLL:n kehittäminen aloitettiin Ruotsissa, koska PAS-johtimien altistuminen tuulen värähtelyvaikutukselle koettiin ongelmaksi. Tavanomaisesta PAS-johtimen rakenteesta poiketen BLL:n kaapelirakenteeseen lisättiin teräsvahvenne. Vahventeen ansiosta johdin kestää paremmin kaatuneiden puiden muodostamaa mekaanista räsytystä.

Uudemmissa BLL-johtimissa eristemateriaalina käytetään korkeatiheyksistä polyeteeniä (HDPE), jonka voi tunnistaa sen vihreästä väristä. HDPE:n sulamispiste on matalampi kuin PEX:n, jolloin BLL-johtimen ylikuormitettavuus on pienempi kuin PAS-johtimen. Tämä yksityiskohta on otettava huomioon varasyöttöyhteyksien suunnittelussa. HDPE eristemateriaali ei sisällä nokea kuten PEX eristemateriaali. Noen tehtävä on suojata eristerakennetta UV-säteilyn aiheuttamalta kulumiselta. Paljon nokea sisältävät eristemateriaalit ovat alttiita likaisissa käyttöolosuhteissa tapahtuvalle kulumiselle ja tästä kulumistavasta aiheutuville eristeen läpilyönneille. HDPE-eristeisten johtimien UV-suojaus on toteutettu titaanioksidipinnoitteella. Titaanioksidi toimii UV-säteilynsuojan lisäksi vettä hylkävänä pinnoitteena. Titaanioksidilla on lisäksi orgaanisia aineksia tuhoava ominaisuus, joka hidastaa johtimen sammaloitumista. BLL-johtimen rakenteen moniosaisuus nostaa sen valmistuskustannuksia ja tämä korostuu poikkipinta-alaltaan pienillä johtimilla. [22]

Energiatallisuuden keskeytystilastot eivät erittele PAS-johdintyyppejä omiin kategorioihin. Tämän aiheuttaa ongelman BLL- ja PAS-johtimien väliselle kokonaiskustannustarkastelulle, koska investointikustannusten ja keskeytyskustannusten välistä eroa ei voida määrittää tarkasti.

3.4 Maakaapelointiin liittyviä tekijöitä

Maakaapelit ovat maahan sijoitettavia siirtojohtimia, joiden yleisimpiä asennustapoja ovat auras ja kaivu. Maakaapelien toimitusvarmuus on ilmajohtimiin verrattuna omaa luokkaansa ja maakaapeleihin liittyvät jakelukeskeytykset harvemmin liittyvät luonnon-ilmäilmiöiden aiheuttamiin vikatilanteisiin. Maakaapeleiden investointikustannukset ovat siirtojohtimista korkeimmat, joka enimmäkseen perustuu kaapeliojien kaivuun ja pylväskatujen rakentamisen väliseen hintaeroon.

Maakaapeleilla toteutettava verkostoalue hyödyntää silmukoitavaa topologiaa, jolloin KJ-tasolla maakaapeloituja haarasyöttöjä ei suunnitella. Tämä rajoittaa teknillistaloudellisesti kannattavien maakaapelointikohteiden määrää maaseutumaisessa jakeluverkossa. Esimerkiksi vanhat maaseutujohtolähdöt on lähes poikkeuksetta rakennettu säteittäisinä. Näiden kohteiden maakaapelointi joko lisääsi tuntuvasti syöttölähtöjen kokonaispituutta topologiamuutoksen myötä tai vaatisi muutosta maakaapelointitopologian käytössä.

3.4.1 Maakaapelien kaivuolosuhteet ja niiden määrittäminen

Maakaapeleiden kaivuolosuhteiden jaottelun tarve muodostuu niiden korkeasta merkityksestä jakeluverkkojen jälleenhankinta-arvolle. Esimerkiksi keskijänniteverkon kaapeliojien kaivuukustannukset ovat arviolta 60 prosenttia maakaapeloinnin kokonaiskustannuksista. [23] Kaivuolosuhteiden määrittely pyrkii tasapuolistamaan erilaisissa toimintaympäristöissä olevien jakeluverkkoyhtiöiden taloudellisia raskaita.

Kolmannella valvontajaksolla maakaapelien kaivuolosuhteet on jaettu neljään luokkaan: Helppo, normaali, vaikea ja erittäin vaikea. Helppoa kaivuolosuhdetta käytetään kaikille asemakaava-alueiden ulkopuolisille alueille. Normaalia kaivuolosuhdetta käytetään eniten taajama-alueilla. Kaupunkien keskustat sekä muut tiheästi rakennetut alueet kuuluvat vaikeaan olosuhdeluokkaan. Erittäin vaikeita alueita ovat suurten kaupunkien ydinkeskustat, joissa työskentely vaatii erityisiä toimenpiteitä vilkkaan liikenteen ja maankäytön puolesta. Eri kaivuolosuhteille asetetut yksikköhinnat löytyvät taulukosta 3.8.

Taulukko 3.8. Kaivuolosuhteiden yksikköhinnat vuonna 2014. [24]

0,4 ja 20 kV maakaapelit (kaivu)	Yksikköhinta €/km
Helppo	10 120
Normaali	23 110
Vaikea	66 000
Erittäin vaikea	128 240

Kolmannella valvontajaksolla kaapeliojien pituudet määritetään kahdella eri menetelmällä, joko todellisilla kaapeliojapituuksilla tai yhteiskäyttösuuskertoimia

hyödyntäen. Todellisia oja pituuksia käytettäessä yksittäisen jakeluverkkoyhtiön tulee pystyä osoittamaan käytössä olevien kaapeliojien todelliset pituudet. Tieto todellisista oja pituuksista ei edellytä niiden käyttöä, vaan kyseinen jakeluverkkoyhtiö voi määrittää kaapelioja pituutensa yhteiskäyttöosuuskertoimilla.

Yhteiskäyttöosuuskertoimet perustuvat arvioon kaapeliojien yhteiskäytöstä muun rakentamisen yhteydessä. Yhteiskäyttöosuuskertoimia käytettäessä kaapeliojien pituudet lasketaan käytettyjen maakaapelipituuksien ja EV:n määrittämien osuuskertoimen osamäärinä. Yhteiskäyttöosuuskertoimia on käytetty ensimmäiseltä valvontajaksolta alkaen ja niistä pyritään luopumaan ajan myötä. Kolmannella valvontajaksolla käytössä olevat yhteiskäyttöosuuskertoimet ovat taulukossa 3.9. [23]

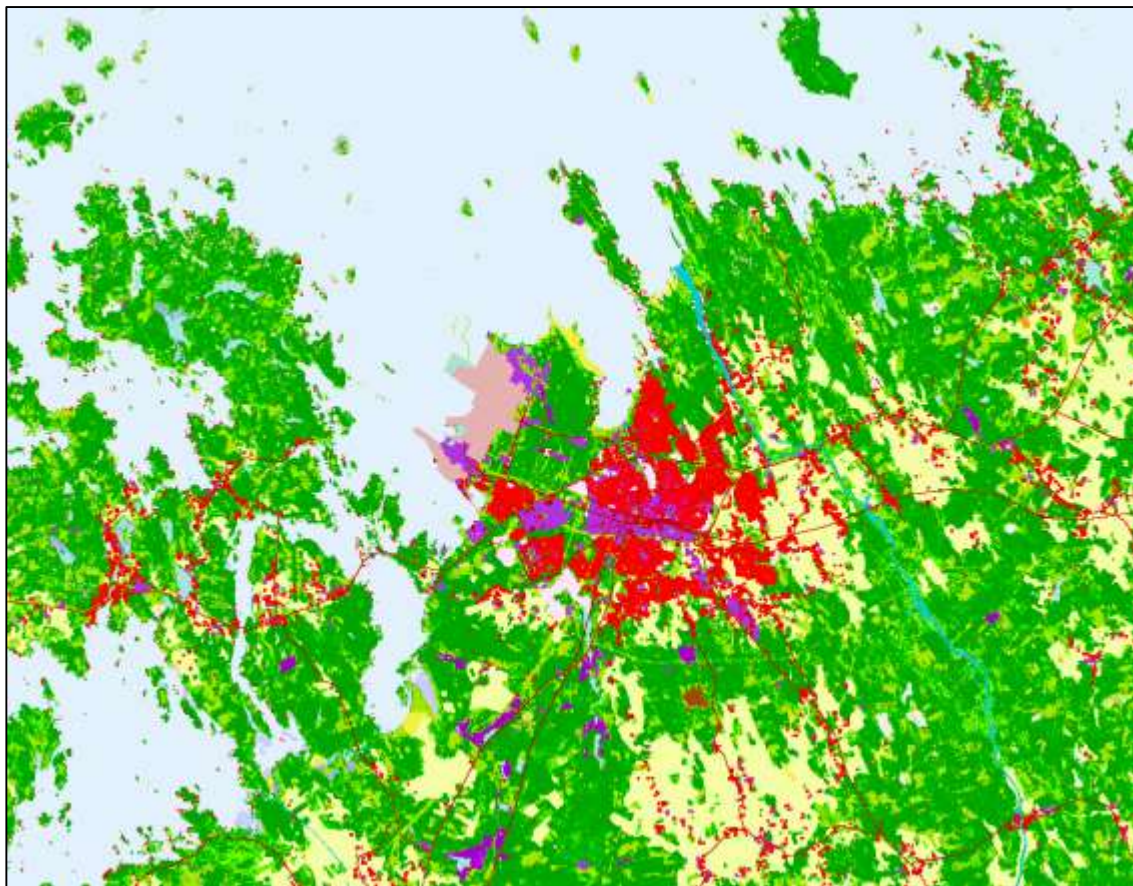
Taulukko 3.9. Yhteiskäyttöosuuskertoimet eri jännitetasoille. [7]

Kaivuolosuhde	Yhteiskäyttöosuus (maakaapelipituus / kaapelioja pituus)	
	20 kV	0,4 kV
Helppo	1,1	1,5
Normaali	1,2	1,75
Vaikea	1,3	2,0
Erittäin vaikea	2,0	3,0

Kolmannelle valvontajaksolle lisätty erittäin vaikea –kaivuolosuhde ei noudata yleistä linjaa kaapeliojan yhteiskäyttöosuuskertoimen määrittämisen suhteen. Kertoimen tavallista suuremmalla arvolla on tavoitteena ohjata jakeluverkkoyhtiöitä käyttämään todellisia oja pituuksia yhteiskäyttöosuuskertoimien sijaan. Korkeammista kertoimista huolimatta kaapeliojan kaivuolosuhteen nousu vaikeasta erittäin vaikeaan kasvattaa kyseisen kaapeliojan jälleenhankinta-arvoa. [23]

3.4.2 CLC-maankäyttöaineisto

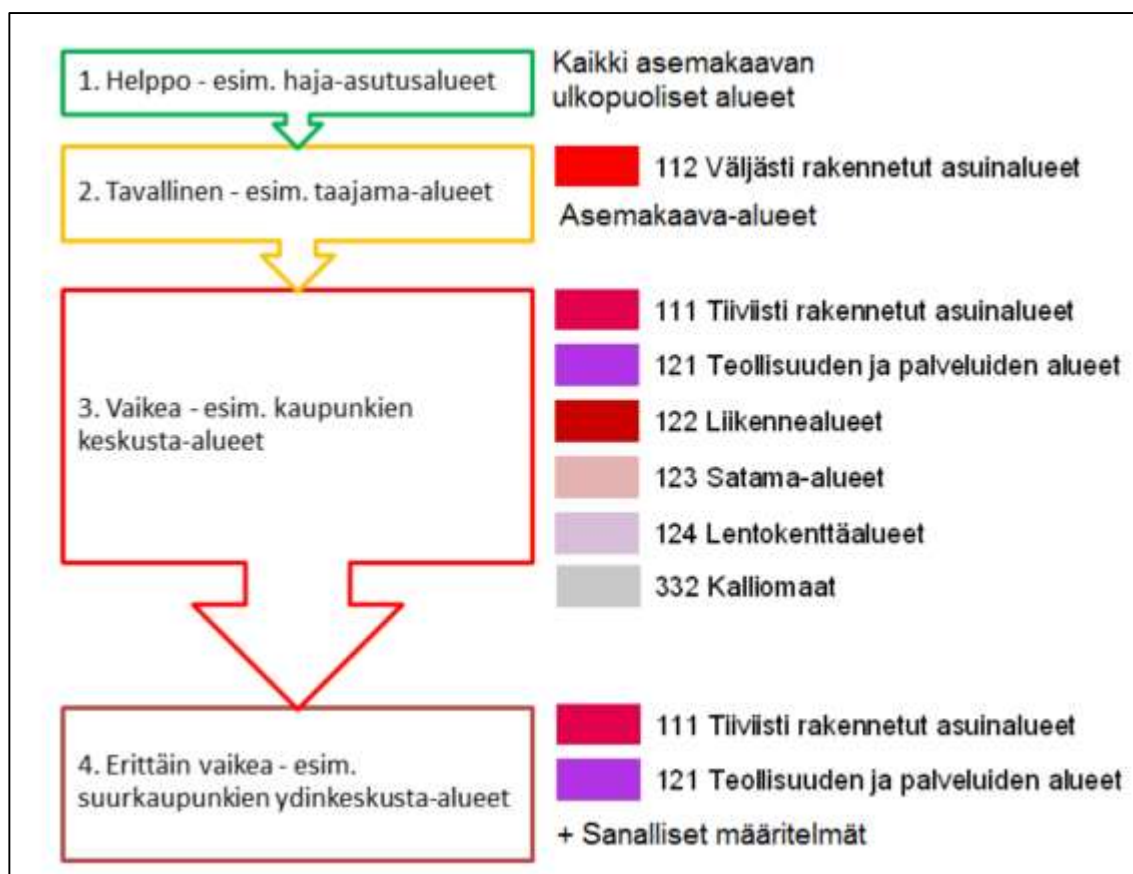
Aiemmin kaivuolosuhteiden määrittely perustui ainoastaan sanallisten ohjeiden pohjalta, jolloin olosuhdearviointi jäi verkkoyhtiöiden vastuulle. Kolmannella valvontajaksolla sanallisten määrittämisen rinnalle on otettu CLC-maankäyttöaineistoon perustuva arviointimenetelmä.



Kuva 3.1. CLC2006-aineisto kanta-Kokkolan alueelta. Punaiset ja liilat värit vastaavat erilaisia rakennuskantoja. [25]

CLC-aineisto perustuu satelliittikuvien avulla suoritettuun matemaattiseen analyysiin maankäytön tilasta. Kyseinen aineisto kattaa EU:n jäsenmaat, jolloin Suomea koskeva materiaali kaattaa vain pienen osan koko CLC-aineistosta. Jakeluverkkojen olosuhdemäärittelyssä käytettävä kartta-aineisto on 25x25 metrin rasterikartta ja maankäytön tila on jaettu yhteensä 44 erilaiseen käyttötyyppiin. Tällä hetkellä käytössä oleva CLC-aineisto perustuu vuonna 2006 kerättyihin satelliittikuviin. Seuraava CLC-aineiston päivitys on aikataulutettu vuodelle 2015, jolloin CLC-aineisto pohjautuu vuonna 2012 kerättyihin satelliittikuviin.

Tarkasteluaineiston vaihtuessa kaikkien kaapeliojien kaivuolosuhteet päivitetään vastaamaan uusinta aineistoa. Laajuutensa vuoksi hitaasti päivitettävä aineisto ei ota vuositasolla huomioon kaupunkien ja taajamien luontaista laajenemista. Tällaisilla alueilla kaapeliojien yksikköhinnat voivat jäädä tarkoitettua pienemmiksi, mutta näiden alueiden kohdalla voidaan hyödyntää sanallisia perusteita oikeiden kaivuolosuhteiden määrittämiseksi. [23]



Kuva 3.2. CLC-aineiston värikoodien ja kaivuolosuhteiden välinen yhteys. [26]

CLC-aineiston yhteydessä hyödynnetään asemakaavojen rajoja, jolloin kaikki kaava-alueiden ulkopuolella olevat kaapelioijat määritellään kaivuolosuhteeltaan helpoiksi. Poikkeuksena ovat ilmakuvista selkeästi erottuvat kalliomaat, jotka nostavat kaivuolosuhteiden vaikeusastetta. [26]

3.4.3 Vaihtoehtoiset maakaapelointimenetelmät

Maakaapelointiin liittyvät haasteet ovat enimmäkseen maaston aiheuttamia. Kaapelin auraus tai kaivu eivät ole mahdollisia kallioisessa maastossa, jolloin maakaapeloinnin asennusvaihtoehdoiksi jäävät erilaiset pinta-asennukset tai suuria toimenpiteitä vaativat kalliouputukset. Muiden asennusmenetelmien kriteerinä käytetään asennuksen pitoaikaa, joiden tulisi olla vähintään yhtä pitkä kuin auraamalla saavutettava pitoaika.

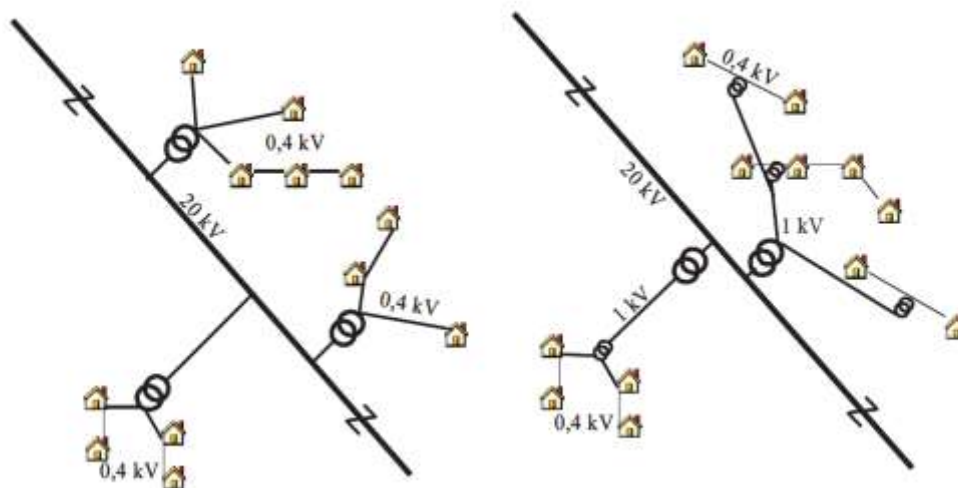
Maaperän aiheuttamien haasteiden lisäksi taloudelliset rajoitteet eivät puolla vaihtoehtoisia kaapelointimenetelmiä. Vuoden 2014 yhteiskäyttöosuuskertoimin lasketut kaapeliojakorvaukset ovat helpolle kaivuolosuhteelle 9200 €/km ja normaalille kaivuolosuhteelle 19300 €/km. Vaihtoehtoisilla maakaapelointimenetelmillä tulisi päästä lähelle näitä summia, jotta maakaapelointi olisi hyödynnettävissä hankalissa olosuhteissa ilmajohtoratkaisuiden sijaan. Erilaisten vaihtoehtoisten maakaapelointimenetelmien kustannukset ovat 30-100 k€/km välillä, joten asennuskustannukset ovat kautta linjan liialliset korvattaviin summiin nähden. Täten

pylväsasennukset ovat lähes poikkeuksetta ensisijainen asennusvaihtoehto erilaisten maakaapelointimenetelmien sijaan. [27]

3.5 1 kilovoltin jakelujännitteen hyödyntäminen

1 kilovoltin jännitetasoa voidaan hyödyntää kolmantena jakelujännitteenä alueellisen jakeluverkon toteutuksessa. 1 kilovoltin käyttö jakelujännitteenä mahdollistui Suomen liittyttyä EU:hun, jolloin 1 kV:n jännitetaso määriteltiin kuuluvaksi pienjännitteisiin. EU:hun liittymisen myötä 1 kV:n jännitetasolla toimivien komponenttien tulee täyttää ainostaan pienjännitteitä koskevat laatustandardit. Samasta syystä 0,4 kV:lle tarkoitettuja siirtojohtimia voidaan käyttää 1 kV:n jännitetasolla, kunhan ne ovat koestettuja kyseisellä jännitetasolla. Käytettävät siirtojohtimet tulee kuitenkin selkeästi merkitä 1 kV:n jännitetason komponenteiksi, jotta maastossa eri jännitetasojen johtimet tunnistetaan toisistaan. [28]

Kolmiportaisessa jakelujärjestelmässä 1 kV:n jakelujännite lisätään 20 ja 0,4 kV:n jännitetasojen väliin, jolloin jännitemuuntojen määrä kasvaa yhdellä. 1 kV:n jännitetasoa käytettäessä suunnitteluun lisätään kolme uutta muuntajatyyppiä: 20/1 kV muuntaja, 1/0,4 kV muuntaja, ja 20/1/0,4 kV kolmikäämimuuntaja. Jakelujärjestelmän kolmiportaisuus lisää tarvittavien jakelumuuntajien absoluuttista lukumäärää, joka havainnollistuu kuvan 3.3 kautta.



Kuva 3.3. Jakeluverkon rakenteellinen ero, kun verkkosuunnittelussa hyödynnetään 1 kV:n jännitetasoa. [28]

1 kilovoltin ensisijaisia käyttökohteita ovat 20 kV:n matalan siirtotehon haarasyötöt ja johtolähtöjen häntäosuudet, joissa 20 kV:n avojohtoa voidaan korvata AMKA-riippukierrekaapelilla. Avojohtoon korvaaminen AMKA:lla madaltaa pylväiden varustetasoa, joka laskee johtokatuja kustannuksia. Haarasyöttöjen jännitetason vaihto parantaa 20 kV:n johtolähdön toimitusvarmuutta, koska 1 kV:n jännitealueella tapahtuva

vikatilanne ei katkaise ylempien jännitetasojen sähkötoimitusta. 1 kV:n verkkotopologian vuoksi jännitetasolla aiheutuvat vikatilanteet vaikuttavat suhteessa 20 kV:n johtolähtöihin vain pieneen osaan asiakaskunnasta. 1 kV:n järjestelmän kustannustehokkuustarkastelussa kiinnitetään huomio yksittäisiin haarasyöttöihin ja sitä kautta jännitetason aiheuttamiin kokonaiskustannuksiin. Tarkastelussa jätetään liian vähälle huomiolle 1 kV:n jännitetason aiheuttama muutos yksittäisen jakeluverkkoyhtiön toimitusvarmuuden kannalta.

Yhden kilovoltin käytettävyyden suurimpana rajoitteena ovat sen harvat taloudellisesti kannattavat kohteet. Tämä korostuu pienten jakeluverkkoyhtiöiden kohdalla, joiden tulisi sitoutua jännitetason käyttöönotosta aiheutuvaan uusien komponenttien varastointiin ja henkilökunnan kouluttamiseen.

3.6 Käsini- ja kaukokäyttöerottimien hyödyntäminen jakeluverkossa

Käsin- ja kaukokäyttöerottimet toimivat 20 kV:n jännitetasolla siirtojohtimien jakopisteinä. Erottimia hyödynnetään sekä suunniteltujen keskeytysten että odottamattomien keskeytystilanteiden vaikutusalueen rajoittamiseen. Näiden toimien lisäksi kaukokäyttöerottimia voidaan hyödyntää johtolähtöjen rajojen siirtämiseen, jolloin varasyöttöyhteyksien käyttö yksinkertaistuu.

Kaukokäyttöerottimia ohjataan jakeluverkkoyhtiön valvomosta, jolloin niiden reagointiaika vikatilanteissa lasketaan minuuteissa. Käsin- ja kaukokäyttöerottimien reagointiaika ei ole yhtä nopea, koska niiden toiminta edellyttää kenttähenkilökunnan fyysistä läsnäoloa erottimen luona. Erottimien käytöllä on taloudellinen vaikutus jakeluverkkoyhtiöihin tehokkuus- ja laatukannustimen muodossa. Käsin- ja kaukokäyttöerottimen kohdalla investoinnin kannattavuus on riippuvainen saavutettavista keskeytyskustannussäästöistä. Yksittäisen erottimen hankinta on perusteltua, kun kaavan (21) epäyhtälön tulos on tosi:

$$K_{inv} \leq \kappa_{\beta} \cdot (K_{kesk,i} - K_{kesk,j}), \quad (21)$$

missä K_{inv}	Erottimen investointikustannus
κ_{β}	Kapitalisointikerroin, apukertoimena käytetty kaavan (10) muotoa
$K_{kesk,i}$	Tarkastelualueen ensimmäisen vuoden keskeytyskustannukset ilman uutta erotinta
$K_{kesk,j}$	Tarkastelualueen ensimmäisen vuoden keskeytyskustannukset uuden erottimen kanssa.

Keskeytyskustannusten osalta erottimien taloudellisessa laskennassa hyödynnetään pitkältä aikaväliltä kerättyjä verkkokomponenttien vikataajuuksia. Niiden avulla muodostetaan arvio tarkastelualueella tulevaisuudessa tapahtuvien jakelukeskeytyksien määrästä. Erottimien taloudellinen tarkastelu on syytä suorittaa kokonaisuutena, sillä

useammat johtolähdölle sijoitettavat erottimet vähentävät toistensa tuottamia kustannussäästöjä.

3.7 Pylväskatkaisijat

Pylväskatkaisija on jakeluverkossa 20 kV:n jännitetasolla käytettävä selektiivinen vikakatkaisija. Pylväskatkaisija ei ehkäise tai poista vikatilanteita jakeluverkosta, vaan toimii niiden vaikutusalueen rajaajana. Pylväskatkaisijan ja sähköaseman välistä osiota kutsutaan johtolähdön etuosaksi ja pylväskatkaisijan taakse jäänyttä osiota takaosaksi tai johtolähdön hännäksi. Pylväskatkaisijan vaikutuksesta johtolähdön takaosassa tapahtuvat jakelukeskeytykset ja jälleenkytkennät eivät vaikuta etuosan asiakkaisiin.

Vaikka pylväskatkaisijoiden käyttö parantaa vikatilanteita mittaavia tunnuslukuja, niiden käyttö ei vähennä jakeluverkon absoluuttista vikamäärää. Tästä huolimatta pylväskatkaisijat ovat kelvollisia komponentteja sähkönjakelun laadun korottamisessa. Pylväskatkaisijoiden asentaminen on nopea operaatio verrattuna laajamittaiseen ilmajohtojen saneeraukseen. Pylväskatkaisijoiden asennuksella johtolähdön etuosan toimitusvarmuutta voidaan vahvistaa suhteellisen nopealla aikataululla.

Pylväskatkaisijoille kustannustehokkaita käyttökohteita ovat johtolähdöt, joiden etuosassa on suurehko energiankulutus ja takaosan vikataajuus korkeahko. Pylväskatkaisijaan investointi on kustannustehokkuuden kannalta perusteltu toimenpide, kun kaavan (22) mukainen epäyhtälö on tosi.

$$K_{inv} \leq \kappa_{\beta} \cdot (K_{kesk,i} - K_{kesk,j}), \quad (22)$$

missä K_{inv}	Pylväskatkaisijan investointikustannus
κ_{β}	Kapitalisointikerroin, apukertoimenä käytetty kaavan (10) muotoa
$K_{kesk,i}$	Johtolähdön ensimmäisen vuoden keskeytyskustannukset ilman pylväskatkaisijaa
$K_{kesk,j}$	Johtolähdön ensimmäisen vuoden keskeytyskustannukset pylväskatkaisijan kanssa.

Pylväskatkaisijan taloudellisuutta laskettaessa joudutaan turvautumaan tiukemmin paikallistietämykseen kuin erottimien kohdalla, koska jälleenkytkentöjen tarkkoja sijainteja ei välttämättä tiedetä kuten vikakeskeytyksien kohdalla. Jälleenkytkentöjen määrää voidaan arvioida valtakunnallisten vikatilastojen pohjalta ja tarkastelua voidaan tarvittaessa tukea yksittäisen jakeluverkkoyhtiön omien tilastojen pohjalta. Kappaleissa 3.2 ja 3.2.1 selostettuja keinoja voidaan hyödyntää vikamäärien paikalliseen määrittelyyn.

4 KENET OY – ONGELMAESITYS

KENET Oy on Keski-Pohjanmaalla toimiva jakeluverkkoyhtiö jonka vastuualue rajoittuu kanta-Kokkolan maantieteelliselle alueelle. Yhtiö on 2000-luvulla investoinut kaupunkitaajaman maakaapelointiin ja urakka tällä saralla on loppusuoralla.



Kuva 4.1 KENET Oy:n verkkovastuualue.

Seuraava merkittävä verkkorakenteen uudistaminen koskee maaseutujohtolähtöjä, joiden verkkokomponentit ovat elinkaarensa loppupuolella. Maaseutujohtolähtöjen saneerauksessa korostetaan toimitusvarmuuden merkitystä verkkotopologian optimoinnissa ja käytettävien komponenttien valinnoissa.

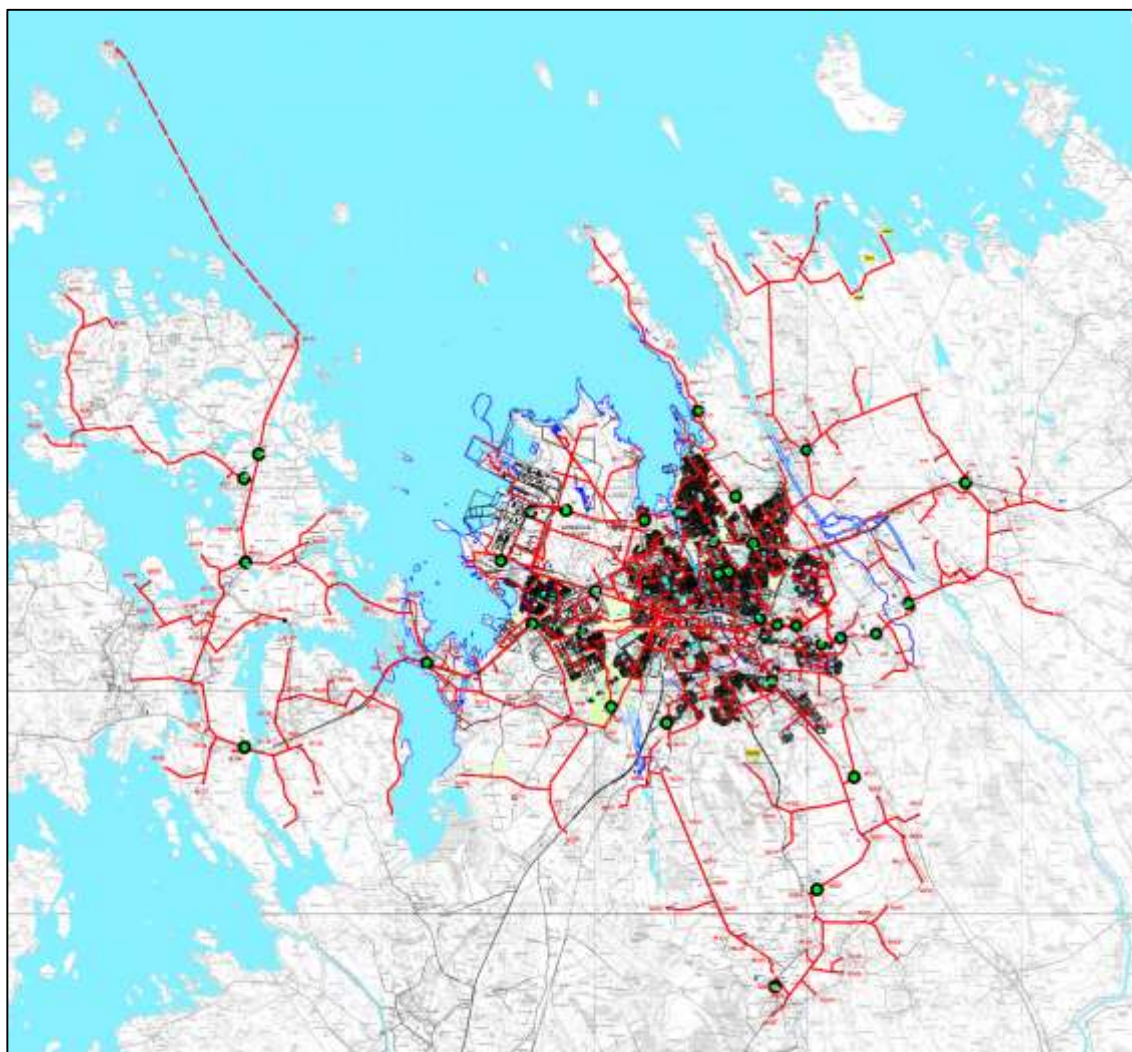
4.1 Jakeluverkon nykytilan esittely

KENET Oy:n siirtoverkko on rakenteeltaan pienikokoinen kaupunkiverkko, jossa siirrettävästä energiasta ja verkosto-osuudesta suurin osa keskittyy keskustaajaman alueelle. Keskustaajaman laajamittainen maakaapelointi on ollut yhtiön tavoitteena ja kyseinen prosessi on lähes valmis. KENET Oy:tä koskevat perustiedot ovat esitettyinä taulukossa 4.1.

Taulukko 4.1. KENET Oy:n perustiedot vuoden 2014 tilanteen mukaisesti.

KENET Oy	
Käyttöpaikkamäärä	~22000
Vuosienergia	400000 MWh
Verkkoa syöttäviä sähköasemia	5
Johtolähtöjen lukumäärä	41
Muuntamoiden lukumäärä	473
Verkkopituus (keskijännite)	372 km
Verkkopituus (pienjännite)	1033 km
Maakaapelointiaste	0,568

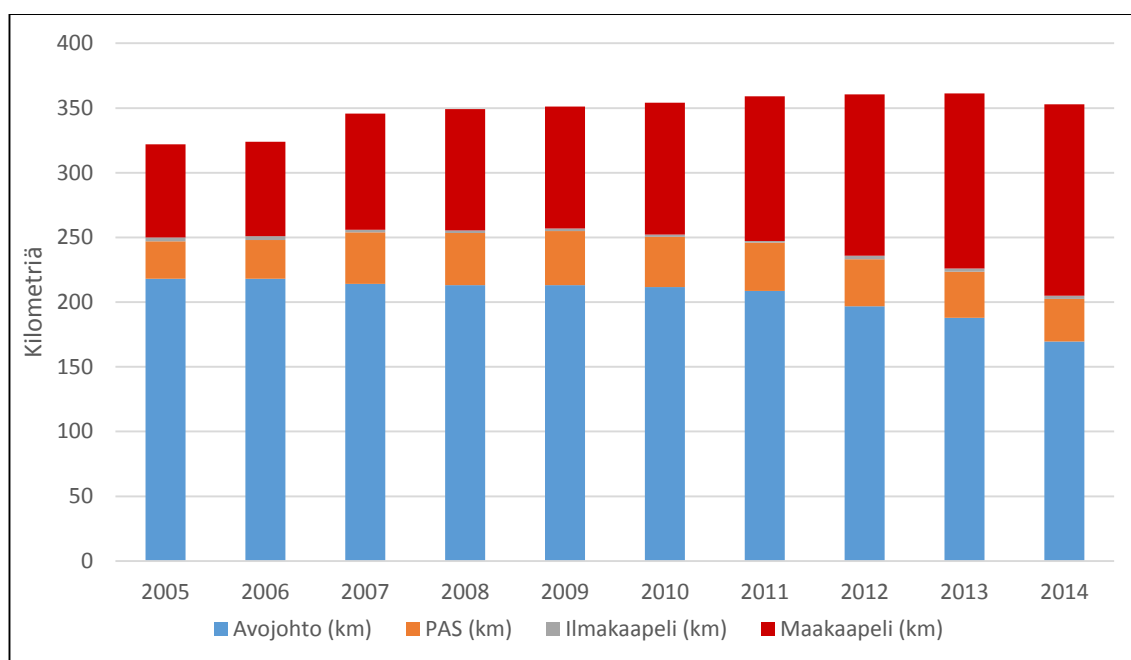
KENET Oy:n jakeluverkkoalueella siirrettävästä sähköenergiasta noin neljäsosa kohdistuu merenrannan suurteollisuusalueelle, jonka sähkönsyöttö on toteutettu kolmella sähköasemalla ja näistä yksi osallistuu kaupunkialueen sähkönsyöttöön.



Kuva 4.2. KENET Oy:n jakeluverkkoalue. 20 kV:n johtolähdöt on merkitty punaisella värillä.

Kuvan 4.2 esittämä jakeluverkkoalue muodostuu kaupunkitaajamasta, merenrannan suurteollisuusalueesta ja kaupunkia ympäröivästä maaseutumaisesta jakeluverkkoalueesta. Maaseutumainen alue jakautuu kolmeen kokonaisuuteen: kaupungin koillis- ja itäpuolella olevaan Kirilahden alueeseen, kaupungin eteläpuolella olevaan Sokojan alueeseen ja lännessä olevaan Öjan alueeseen.

KENET Oy:n jakeluverkon uudistaminen on 2000-luvulla keskittynyt asemakaava-alueen maakaapelointiin ja vanhentuvien verkkokomponenttien uusimiseen. Kuvassa 4.3 on esitetty keski-jänniteverkon johdintyyppien muutos viimeisen kymmenen vuoden aikana. Vastaava tieto on numeroin esitetty liitteessä 2.



Kuva 4.3. Siirtojohtimien pituudet KENET Oy:n jakeluverkossa vuosien 2005-2014 väliseltä ajalta.

Kuvan 4.3 datan lisäksi KENET Oy:n verkkoalueella on 8,7 kilometriä pitkä 10 kV:n vesistökaapeli. Kyseinen kaapeli toimii Tankarin saaren syöttökaapelina. KENET Oy:n jakeluverkossa käytetty PAS-johdin on Suomessa kehitetty SAX-johdintyyppiä ja sitä on asennettuna yhteensä 33 kilometrin verran. Vuoden 2000 jälkeen PAS-johdinta on asennettu jakeluverkkoon 11,4 kilometriä, joka tapahtui vuosien 2005-2008 välisenä aikana. Avojohtolinjojen rakentaminen on jäänyt vielä vähäisemmäksi ja sitä on rakennettu ainoastaan 9,1 kilometriä 2000-luvun aikana. Viimeksi uutta avojohtolinjaa on rakennettu vuonna 2004. KENET Oy:n maakaapelien kaivuolosuhteiden jaottelu vuoden 2014 alussa on esitetty taulukossa 4.2.

Taulukko 4.2. *Kaivuulosuhteiden tilanne KENET Oy:n verkossa vuonna 2014.*

Kaivuulosuhde	Kilometriä
Helppo	97
Tavallinen	304
Vaikea	68
Erittäin vaikea	0

KENET Oy:n kaapeliojien kustannukset lasketaan yhteiskäyttöosuuskertoimia käyttämällä kappaleen 3.4.1 menetelmän mukaisesti. Taulukon 4.2 pituuksilla verkkoyhtiön maakaapelikilometrin kaivuukustannuksen keskiarvohinta on 16600 €/km.

4.1.1 Kaavoittamattomien alueiden nykytilanne

KENET Oy:n maaseutuverkko voidaan jakaa johtolähtöjen korvaustilanteiden kannalta kolmeen alueeseen: Öjaan, Sokojaan sekä Kirilahteen. Tarkastelun painopiste keskittyy Öjan alueelle, josta saatavat tulokset ovat sovellettavissa muille haja-asutusalueille. KENET Oy:n jakeluverkkoalueen suurimmat ongelmakohdat sijoittuvat juuri Öjan alueelle, jota käsitellään tarkemmin kappaleessa 4.2.

Kirilahden alue on hajanainen ja maantieteellisesti suuri. Alueella on paljon vanhentuneita avojohtolinjoja, joista osa sijaitsee metsikköisellä alueella. Alueen maakaapelointi on aloitettu rautatietyömaan myötävaikutuksesta muutama vuosi sitten. Maakaapeloinnin seurauksena alueen itäosan toimitusvarmuus on parantunut selkeästi. Kirilahden alueella mökkiasutus on keskittynyt meren äärelle Trulleviin ja Mölleriin. Möllerin alue on ollut pitkään ongelmallinen vanhan avojohtolinjan vuoksi, joka on aikoinaan rakennettu investointikustannuksiltaan tehokkaasti suoraan metsän lävitse. Kyseinen siirtojohdin tullaan tulevaisuudessa korvaamaan maakaapelilla, joka pyritään aauraamaan alueella kulkevan tien pientareelle.

Sokojan alue sijaitsee muutaman kilometrin päässä kaupunkitaajaman eteläpuolella. Kyseisellä alueella on maataloustoimintaa, joka nostaa alueen toimitusvarmuuden tärkeyttä. Alueella olevat kulutuspisteet ovat sijoittuneet tiheästi, jolloin alueella olevien haarajohtojen tarve on vähäinen. Tämä selittyy sillä, ettei alueella ole merkittävästi loma-asuntoja. Sokojan alueen 20 kV:n runkojohtojen maakaapeloinnista on tehty periaatepäätös. Runkojohtojen maakaapelointi tulee huomattavasti kohentamaan alueen toimitusvarmuutta.

4.1.2 Käyttöiältään tuntemattomat komponentit

Jakeluverkon komponenttien tasapoisto-osuuden määrittämisessä ongelman muodostavat vanhat komponentit, joiden ikätietoja ei ole saatavilla. Tasapoisto-osuuden määrittämiseen liittyy periaate, jonka mukaan käyttöiältään tuntemattomat verkkokomponentit oletetaan tarkastelussa tietyn ikäisiksi. Energiaviraston määrittäksen mukaisesti kolmannella valvontajaksolla näiden komponenttien ikä asetetaan 70 prosenttiin kyseessä olevan komponentin pitoajasta. Jos käytäntö jatkuu samana, niin vuonna 2016 alkavalla

valvontajaksolla tuntemattomien komponenttien ikä on 80 prosenttia komponenttien kokonaispitoajasta. Saman kehityksen mukaisesti ikätiedoiltaan puutteellisten komponenttien tasapoisto-osuudet loppuvat vuonna 2024. KENET Oy:n tapauksessa käyttöiältään tuntemattomat komponentit muodostavat taulukon 4.3 mukaisen osuuden yhtiön tasapoisto-osuuksista. [26]

Taulukko 4.3. Käyttöiältään tuntemattomien PJ- ja KJ-komponenttien vaikutus KENET Oy:n tasapoiston suuruuteen. Tilanne vastaa vuoden 2014 verkonrakennetietoja.

Komponenttiryhmä	Määrä (km)	Keskiarvo-JHA KENET Oy:n verkossa (€/m)	Tasapoisto (t€/a)
PJ-ilmakaapeli	246	17,38	106
PJ-maakaapeli	219	12,24	67
Muut PJ-komponentit			52
PJ-kaapeliojat	219	16,6	91
PJ Yhteensä			316
KJ-ilmajohtimet	122	23,61	193
KJ-maakaapeli	16	35,84	37
Muut KJ-komponentit			30
KJ-kaapeliojat	16	16,6	7
KJ Yhteensä			267
Yhteensä			583

KENET Oy:n sähköverkon laskennallinen tasapoisto-osuus oli 2079 t€ vuonna 2014. Käyttöiältään tuntemattomat PJ- ja KJ-komponentit muodostavat jopa 28 prosentin osuuden verkkoyhtiön tasapoisto-osuudesta.

4.2 Öjan alue

Öjan alueen alkuperäinen jakeluverkko on toteutettu paikallisen sähköosuuskunnan voimin. Alueen jakeluverkko siirtyi KENET Oy:n alaisuuteen Kaarlelan ja Kokkolan kuntien kuntaliitoksen yhteydessä 70-luvun loppupuolella. Nykyinen KENET Oy:n vastuualue loppuu Öjassa Luodon kuntarajalle, jossa poikkeuksena toimii Äspskäretin saari. Taulukkoon 4.4 on kirjattu Öjan alueen osuudet KENET Oy:n jakeluverkon tunnusluvuista.

Taulukko 4.4. *Öjan maantieteellisen alueen osuus KENET Oy:n siirtoverkon tunnusluvuista.*

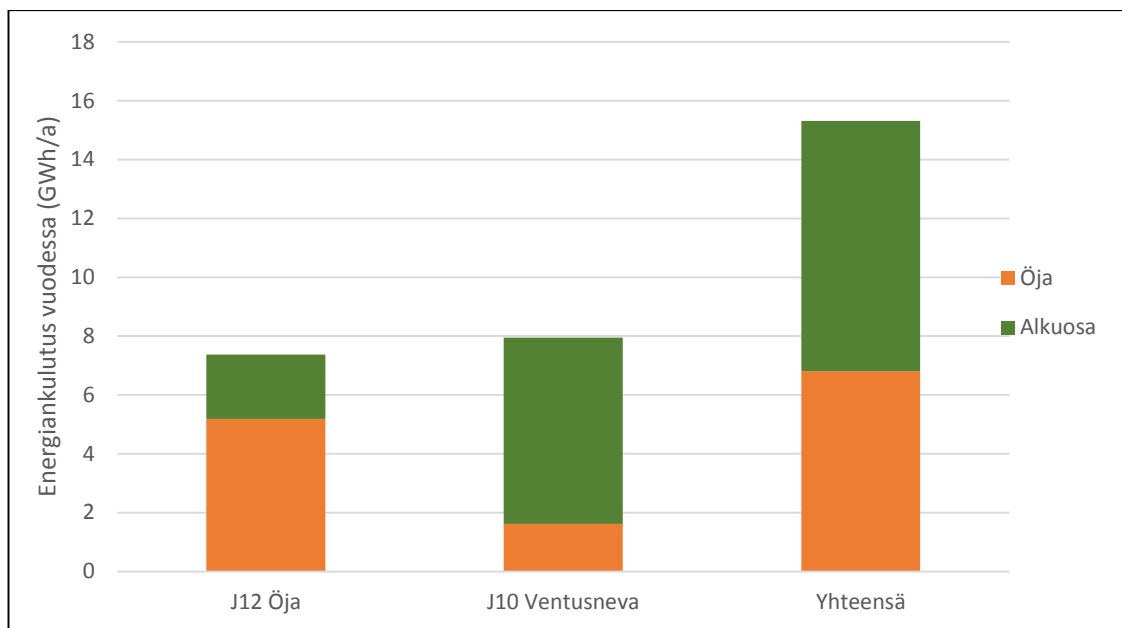
	KENET Oy	Öjan osuus
Asiakasmäärä	~22000	~1000
Vuosienenergia	400000 MWh	7000 MWh
Alueen johtolähtöjen lukumäärä	41	2
Muuntamoiden lukumäärä	473	57
KJ-johdinpituus	372 km	60 km
PJ-johdinpituus	1033 km	135 km
maakaapelointiaste (%)	56,8	15,3

Öjan alueen tuhat käyttöpaikkaa sisältävät kiinteää asumusta, kesämökkejä sekä pienteollisuutta. Öjan alue on metsäistä ja sen vikaherkkyys on suhteellisen korkea ilmajohtimien suuren määrän vuoksi. Kallioinen maaperä aiheuttaa haasteita alueen maakaapeloinnin suhteen, mikä vaikeuttaa korkean toimitusvarmuuden ja kustannustehokkaan rakentamisen yhdistämistä. Nykytilassaan Öjan alueen sähkönsiirto on toteutettu kahdella 20 kV:n johtolähdöllä, joiden syöttö tapahtuu HAVA:n sähköasemalta. Näiden johtolähtöjen kutsumanimet ovat J10 Ventusneva ja J12 Öja. KENET Oy:n sähköasemien sijainti ei taloudellisesti mahdollista muilta sähköasemilta rakennettavia syöttöjohtoja Öjan alueelle.



Kuva 4.4. Öjan alueelle tulevat 20 kV:n johtolähdöt. J10 Ventusnevan johtolähtö on merkitty sinisellä ja J12 Öja violetilla värillä. Vihreät ympyrät kuvaavat käytössä olevia kaukokäyttöerottimia. Tankarin saarelle kulkeva 10 kV:n vesistökaapeli on merkitty sinisellä katkoviivalla.

Sähköjohtojen nykytoteutuksella johtolähdöt kulkevat maantieteellisen pullonkaulan kautta, myöhemmin työssä alueeseen viitataan Metsolana. Molempien johtolähtöjen etuosissa on maaseutumaisiksi johtolähdöiksi paljon asemakaava-alueella olevaa asumusta, joissa kulutettu energia muodostaa suuren osan johtolähtöjen kokonaiskulutuksesta.



Kuva 4.5. Johtolähtöjen energiankulutuksen jakautuminen Öjan maantieteellisen alueen ja johtolähtöjen alkuosien kesken.

Kuvan 4.5 mukaisesti Öjan alueen energiankulutus keskittyy johtolähdölle J12 Öja. Öjan osuudella J10 Ventusnevan varrella olevat kulutuspisteet ovat pitkälti mökkiasuntoja, eikä alueelle ole tulevaisuudessa odotettavissa suurta rakennuskannan lisäystä.

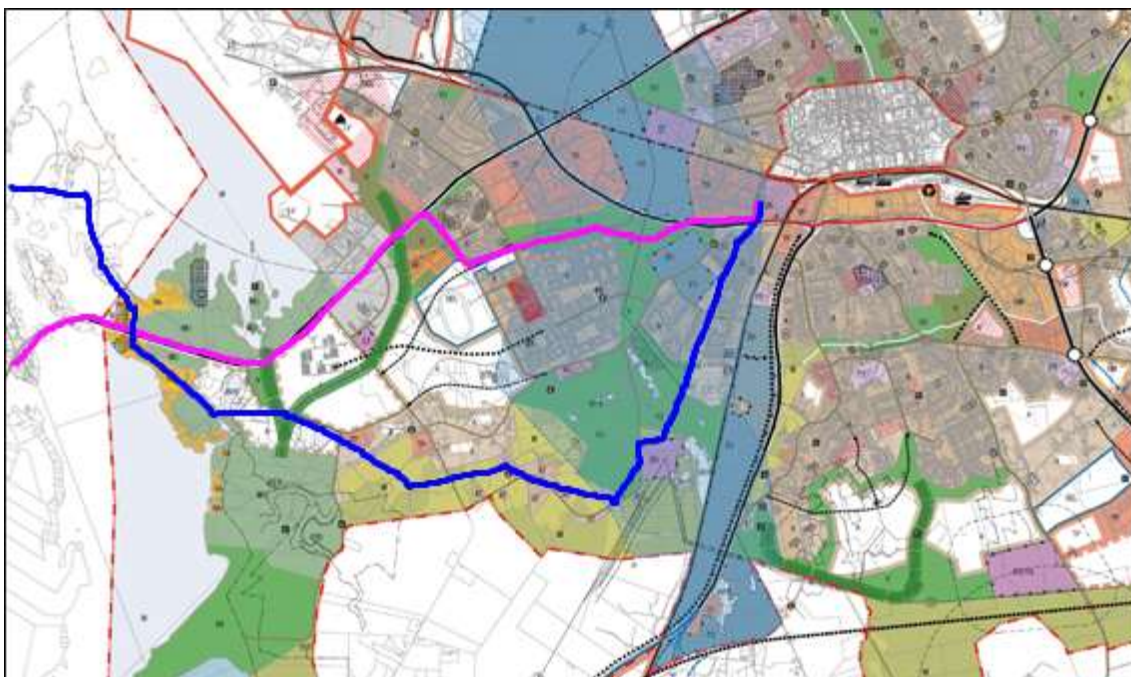
4.3 Asemakaavan vaikutus suunnittelussa

Uudessa sähkömarkkina-alueissa määritettiin sähkönjakelulle laatuvaatimus, jossa yksi kriteeri riippuu tarkastelukohteen kaavasta. Asemakaava-alueella pisin sallittu keskeytysaika on asetettu kuuteen tuntiin ja kaava-alueen ulkopuolella pisin keskeytysaika saa olla 36 tuntia. Tämän vuoksi asemakaava-alueen laajeneminen vaikuttaa laatuvaatimukseen merkittäväällä tavalla. Asemakaava-alueiden laajentumisen merkitys korostuu saneeraus suunnittelussa, jossa on pystyttävä huomioimaan alueiden vaatimustaso kymmeniksi vuosiksi eteenpäin.

KENET Oy:n tapauksessa asemakaavan huomiointi on suoraviivainen operaatio, koska yhtiön jakeluverkko rajoittuu Kokkolan kaupungin hallinnoimalle alueelle. Tämä helpottaa asemakaava-alueen kehityksen tarkastelua, koska jakeluverkkoalueen kaavoitus suunnitelmat on toteutettu yhden tahon toimesta. Tarkastelun suppeuden vuoksi maakuntakaavaa ei olla otettu huomioon. Asemakaava-alueen kehitysnäkymä voidaan jakaa KENET Oy:n osalta kolmeen osaan:

- Jo kaavoitetut alueet, joiden rakentaminen aloitetaan lähivuosina.
- Vuoteen 2030 asti ulottuva maankäyttösuunnitelma, jonka perusteella alueita kaavoitetaan tarpeen vaatiessa.
- Strateginen maankäyttösuunnitelma, joka toimii periaatteellisena pohjana tuleville maankäyttösuunnitelmille.

Nykyinen asemakaava-alue sijaitsee kiinni kaupunkitaajamassa ja tämän alueen maakaapelointi on osa jakeluverkon luontaista kehitystä. Kaupunkialueen maakaapelointi sisältyy KENET Oy:n toimintasuunnitelmaan. Kuvassa 4.6 on esitettyä Öjan alueen johtolähtöjä koskeva osio vuoteen 2030 asti ulottuvasta maankäyttösuunnitelmasta.



Kuva 4.6 Kokkolan asemakaavan kehittämisen suuntaviivat vuodelle 2030. J10 Ventusnevan runkojohto on merkitty sinisellä ja J12 Öjan ruonkojohto on merkitty violetilla viivalla. [29]

Maankäyttösuunnitelman perusteella johtolähtöjen alkuosuudet tullaan asemakaavoittamaan kokonaisuudessaan. Tämä lisää kyseisen alueen maakaapeloinnin järkevyyttä kun johtimien saneeraus tulee ajankohtaiseksi. J10 Ventusnevan johtolähdön osalta maakaapelointia ei ole syytä kiirehtiä, koska alueen infrastruktuuri voi muuttua kaavoituksen edetessä. Tämä voi pahimmillaan tarkoittaa liian aikaisin saneerattujen maakaapeleiden siirtoa uudisrakentamisen tieltä.

Strategisen maankäyttösuunnitelman tarkastelusta voidaan luoda suuntaviivoja tulevaisuuden rakennussuunnitelmille. Strategisen maankäyttösuunnitelman tarkastelu ei anna lisäarvoa jakeluverkon saneeraus suunnitteluun, koska sen toteutuminen juuri sellaisenaan on epätodennäköistä. Öjan johtolähtöjen osalta strategiseen maankäyttösuunnitelmaan on sisällytetty Kräkilän saariston asemakaavoitus omakotitalokäyttöön vuosien 2030-2050 välisenä aikana, joka on nähtävissä kuvassa 4.7. Kräkilän merkitys johtolähtöjen suunnittelussa on pieni, jolloin pelkästään strategisen suunnitelman perusteella aluetta ei ole syytä maakaapeloida.



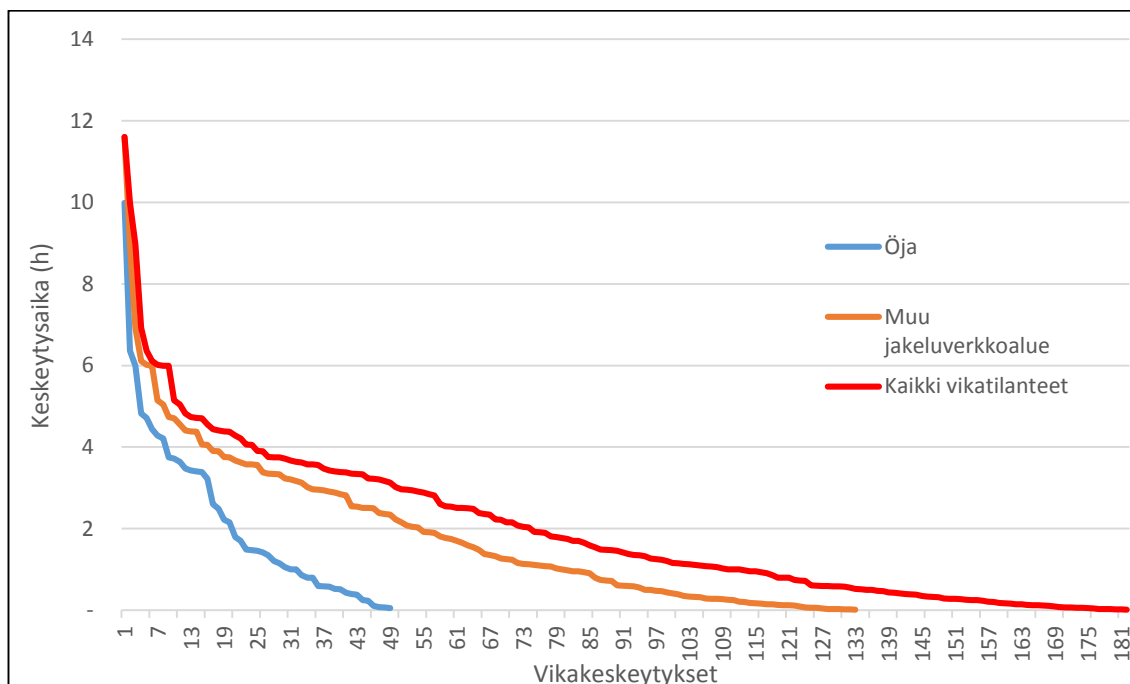
Kuva 4.7. Kokkolan kaupungin maankäytön strategisen suunnitelman osio, joka koskee Öjan johtolähtöjä. Maankäyttösunnitelmasta poikkeava osa on rajattu ruskeankeltaisella katkoviivalla, jossa sijaitsee Kräkilän saaristo sekä Metsolan alue. [29]

Keskustelussa Kokkolan kaupungin suunnittelijan kanssa ilmeni, että Öjan maantieteellisellä alueella on yksi mahdollinen asemakaavoitettava alue. Tämä pistemäinen alue sijaitsee kuvassa 4.4 olevan punaisen täplän kohdalla. Kyseiselle alueelle on rakennettu pieni omakotitalokanta lähimenneisyydessä. Tällaisen pistemäisen kohteen asemakaavoituksen todennäköisyyttä on hyvin vaikea arvioida. Alueen mahdollinen asemakaavoittaminen on kuitenkin syytä huomioida runkojohtojen suunnittelun yhteydessä, koska vaatimus pistemäisten asemakaava-alueiden toimitusvarmuudesta ovat samat kuin keskustaaajamilla. [29]

4.4 Vikahistoria

KENET Oy:n vikaistorian tarkastelu ajoitetaan vuosien 2005-2013 aikana kerättyyn aineistoon. Tällä aikavälillä kerätyt vikatiedot ovat vertailukelpoisia sekä KENET Oy:n jakeluverkon nykytilan että Energiateollisuuden keräämien vikatilastojen kanssa. Tarkastelujakson aikana KENET Oy:n jakeluverkkoalueella ei tapahtunut yhtään vakiokorvaukseen oikeuttavaa keskeytystilannetta. Tämä ei poista tarvetta jakeluverkon laadun kehittämiseen, koska KENET Oy:n jakeluverkkoalue on säästynyt kaikista pahimmilta Suomeen osuneilta sääilmiöiltä. Tarkastelujakson pisin jakelukeskeytys ajoittui vuoden 2013 lopulla tapahtuneeseen Eino-myrskyyn, jolloin jakelukeskeytys oli pisimmillään 11 tunnin mittainen. Kuvassa 4.8 on esitetty tarkastelujaksolla

tapahtuneet jakelukeskeytykset, jossa Öjan alueen vikatilanteet on erotettu omaksi kokonaisuudekseen.



Kuva 4.8. KENET Oy:n jakeluverkossa tapahtuneiden vikakeskeytyksien kestot vuosina 2005-2013. Keskeytykset on jaettu Öjan ja muun jakeluverkkoalueen välille johtolähdöittäin jaoteltuna.

Kuvan 4.8 perusteella ajalliselta kestoaltaan vaikeiden vikojen määrä on ollut Öjan alueella lähes samalla tasolla kuin muun jakeluverkkoalueen kanssa. Tämä selittää alueen merkityksen koko jakeluverkkoalueen toimitusvarmuuden kehittämisen kannalta. Taulukkoon 4.5 on listattu jälleenkytkentöjen ja keskeytyksien määrät KENET Oy:n jakeluverkossa vuosien 2005-2013 ajalta.

Taulukko 4.5. Jälleenkytkennät ja jakelukeskeytykset vuosina 2005–2013 KENET Oy:n jakeluverkkoalueella. Keskiarvolla kuvataan yksittäisen KJ-keskeytyksen ajallisen keston keskiarvoa.

Vuosi	AJK	PJK	Vika-keskeytykset	Keskipituus (t)
2005	16	52	33	1,99
2006	29	29	41	1,14
2007	14	61	27	1,06
2008	14	35	11	2,83
2009	11	11	4	1,09
2010	23	25	14	2,73
2011	9	29	17	2,44
2012	6	15	14	3,08
2013	15	38	24	2,78
Keskiarvot	15,2	32,8	20,2	2,0

Taulukon 4.5 keskipituus tarkoittaa vuosittaisten KJ-keskeytyksien ajallisen keston keskiarvoa. Tätä tunnuslukua ei ole painotettu energiankulutuksella. Jakelu- ja vikakeskeytysten kehittymistä voidaan verrata KENET Oy:n johtokaturäivauksessa tapahtuneeseen muutokseen. Vuonna 2007 KENET Oy:n jakeluverkkoalueella otettiin käyttöön ilmajohtoverkon johtokaturien ja vierimetsien järjestelmällinen räiväussuunnitelma. Suunnitelmassa jakeluverkkoalue jaettiin maantieteellisesti kuuteen osaan, joiden räiväminen suoritetaan vuorovuositain. Vuonna 2013 oli ensimmäinen tarkasteluvuosi, jolloin koko jakeluverkon ilmajohtokaturit saavuttivat räiväussuunnitelman mukaisen huoltotason. Nykyinen aineisto ei riitä varmentamaan kohennetun johtokaturäiväyksen vaikutusta jälleenkytkentöjen määriin, mutta jälleenkytkentöjen kehityssuunta lupaa positiivista muutosta jälleenkytkentämäärien suhteen.

4.4.1 Suurhäiriöiden vaikutus toimitusvarmuuden tarkastelussa

Luonnonilmiöiden satunnaisuus aiheuttaa ongelmia toimitusvarmuuden kehittymisen tarkastelussa, koska lähtöaineiston suppeudesta ei voida hankkiutua eroon. Jos vikatilastojen tarkastelussa keskitytään pelkästään perättäisten vuosien väliseen kehitykseen, niin jakeluverkon toimitusvarmuuden kehittymisestä voidaan luoda ainoastaan suuntaa antava arvio. Taulukossa 4.6 on esitetty kahden päivän osuus vuoden 2013 tunnuslukuihin ja tällä taulukolla on pyritty havainnollistamaan juurikin vuotuisten tilastojen vaihtelevuutta.

Taulukko 4.6. *Eino ja Seija-myrskyjen vaikutus vuoden 2013 tunnuslukuihin.*

Ajankohta	AJK	PJK	Vika- keskeytykset	Keskiarvo (t)
<i>Eino 16-17.11.2013</i>	1	1	9	4,16
<i>Seija 13.12.2013</i>	0	1	6	2,79
<i>Loput vuodesta 2013</i>	14	36	9	1,39
<i>Vuosi 2013</i>	15	37	24	2,78

Taulukon 4.6 perusteella voidaan todeta kuinka hallitsevia yksittäiset tapahtumat ovat keskeytysmäärien tarkastelun kannalta. Jälleenkytkentöjen kohdalla myrskyrintamien vaikutus jää huomattavasti pienemmäksi vikakeskeytyksiin verrattuna, ainakin taulukkoon 4.6 valitussa aineistossa. Nopeana johtopäätöksenä jälleenkytkentöjen trendikäyttäytyminen voisi korreloida toimitusvarmuuden kehittymisen kanssa paremmin kuin vikakeskeytyksien lukumääriä tarkkailemalla.

5 JAKELUVERKON TARKASTELU JA KEHITTÄMISSUUNNITELMA

Aiemmissa kappaleissa luotiin pohjaa jakeluverkon rakenteen ja toimitusvarmuuden välisen vuorovaikutuksen tarkastelulle. Tässä kappaleessa tarkastellaan jakeluverkon toimitusvarmuuden tunnuslukuja sekä niiden merkitystä jakeluverkon toiminnan kannalta. Kappaleessa esitetään jakeluverkkoalueen toimitusvarmuudelle taso, jolla sähkömarkkinalaissa vaaditut raja-arvot saavutetaan. Tässä kappaleessa on kiinnitetty huomio pienjänniteverkon merkitykseen vikaherkkyuden suhteen. Tälle tarkastelulle on selkeä tarve, koska suurhäiriötilanteissa PJ-tason vikatilanteet kuormittavat merkittävästi viankorjausresursseja. Tarkastelun lähtökohtana käytetään KENET Oy:n jakeluverkon nykytilaa, jolloin saneeraussuunnitelmalle saadaan vertailukelpoisia arvoja.

5.1 Vikaparametrien määrittäminen

Energiateollisuuden keräämää maaseutujohtolähtöjen vika-aineistoa käytetään vertailudatana KENET Oy:n omalle vikatilastolle. ET:n määrittäminen mukaisesti maaseutujohtolähdöksi luokitellaan johtolähtö, jonka maakaapelointiaste on alle 30%. ET:n aineistossa on vaihtelua eri vuosien välillä, joka selittyy aineistoon osallistuneiden verkkoyhtiöiden vaihtuvuudella. Pienimmillään aineisto kattaa 96 prosenttia Suomen jakeluverkkoalueista, kun kattavuus on laskettu KJ-johdinpituutena. Taulukkoon 5.1 on luetteloitu viimeisten vuosien jakelukeskeytyksien vikataajuudet maaseutujohtolähtöjen osalta. Taulukkoon 5.2 on kerättyä luonnonilmiöiden aiheuttamien jakelukeskeytyksien vikataajuudet eri johdintyypeittäin seitsemän tarkasteluvuoden ajalta.

Taulukko 5.1. Alle 30% maakaapelointiasteen omaavien johtolähtöjen keskeytysten ja jälleenkytkentöjen tunnuslukuja vuosilta 2007-2013. [17]

Vuosi	Pituus, km	AJK / 100 km, a	PJK / 100 km, a	KJ-viat / 100 km, a
2007	114576	7,66	22,96	6,90
2008	115540	7,88	21,72	7,28
2009	115147	5,98	18,72	5,50
2010	115940	10,9	24,74	10,96
2011	114876	9,63	25,91	12,5
2012	116425	6,69	18,42	9,89
2013	117684	7,62	24,12	11,78
Keskiarvo	115741	8,05	22,37	9,26

Taulukko 5.2. KJ-siirtojohtimien vikatiheydet luonnonilmiöiden osalta vuosina 2007-2013. Vikataajuuden yksikkönä on vika / 100 km, a. [17]

Vuosi	Avojohto	PAS	Ilmakaapeli	Maakaapeli
2007	3,39	0,24	0,07	0,1
2008	3,72	0,23	0,07	0,03
2009	2,47	0,17	0,11	0,03
2010	5,68	0,27	0,06	0,14
2011	6,43	0,39	0,14	0,05
2012	5,00	0,37	0,15	0,03
2013	6,42	0,45	0,35	0,03
Vikataajuuksien keskiarvo	4,73	0,30	0,14	0,06

Taulukon 5.1 perusteella mittausvuosien vikamäärät ovat olleet samassa suuruusluokassa tarkastelujakson ajan. Taulukosta 5.2 huomionarvoisena voidaan pitää avojointojen vikataajuutta, joka on yli kymmenkertainen verrattuna PAS-johtimien vastaavaan vikataajuuteen.

5.1.1 KENET Oy:n johdintyyppien vikataajuudet

KENET Oy:n vikataajuuksien laskemiseen käytetään vuosien 2007-2013 välisenä aikana kerättyjä keskeytystilastoja. Vikakeskeytykset jaetaan luonnonilmiöiden aiheuttamiin keskeytystilanteisiin ja muihin vikatilanteisiin. Tarkka tieto luonnonilmiöiden aiheuttamista vikatilanteista mahdollistaa suurhäiriökestoisuuden tarkastelun. Taulukossa 5.3 on esitettyä KENET Oy:n vikamäärät ja niistä muodostetut vikataajuudet johdintyypeittäin.

Taulukko 5.3. Eri johdintyyppien vikamäärät ja -taajuudet KENET Oy:n jakeluverkkoalueella, kun aineistona on käytetty vuosien 2007-2013 keskeytystilastoja.

KENET Oy	Avojohto	PAS	Ilmakaapeli	Maakaapeli
Johdinpituuden keskiarvo tarkastelujaksolla, km	206,5	40,6	2,0	107,4
Odottamattomat jakelukeskeytykset, kpl	79	7	0	4
Luonnonilmiöiden aiheuttamat jakelukeskeytykset, kpl	64	5	0	0
Kaikki vikatilanteet, kpl / 100 km, a	5,47	2,46	0,00	0,53
Luonnonilmiöistä aiheutuneet vikatilanteet, kpl / 100 km, a	4,42	1,76	0,00	0,00
Yhden keskeytyksen vaikutus vikataajuuteen	±0,07	±0,35	±7,14	±0,13

KENET Oy:n vikataajuuksia tarkasteltaessa on huomioitava aineiston suppeus. Tämä korostuu erityisesti PAS:n ja ilmakaapelien kohdalla. Ilmakaapelien osalta myöhempää tarkastelua ei suoriteta, jolloin sen tilastolliset epävarmuustekijät voidaan jättää huomiotta.

Verrattaessa ET:n keräämiä vikatietoja (taulukko 5.2) KENET Oy:n vastaaviin vikatietoihin (taulukko 5.3), huomataan KENET Oy:n verkkoalueella olevan selkeästi korkeampi vikataajuus PAS-johdimien kohdalla kuin Suomessa keskimäärin. KENET Oy:n jakeluverkkoalueella olisi saanut tapahtua ainoastaan yksi luonnonilmiön aiheuttama jakelukeskeytys PAS-johdintyyppille viiden tapahtuneen sijaan, jotta vikataajuus olisi samassa suuruusluokassa muiden jakeluverkkojen keskiarvon kanssa. PAS-johdintyyppien ominaisuuksista kerrottiin tarkemmin kappaleessa 3.3.2. Selkeästi korkeamman vikataajuuden selittävänä tekijänä voi olla jokin seuraavista tekijöistä tai näiden tekijöiden summa:

- Vääränlaisten rakennustekniikoiden käyttö
- PAS-järjestelmän tavallista korkeampi metsäisyyskerroin
- PAS-johdintyyppin soveltumattomuus tarkastelualueelle
- Pienen lähtöaineiston aiheuttama tilastollinen poikkeavuus.

Vikataajuuden selittäväksi tekijäksi ei ole listattu johtokatuja huonoa kunnossapitoa, koska kunnossapito on ollut tarkastelujakson aikana tyydyttävällä tasolla. Kappaleessa 6 suoritettavissa simuloinneissa PAS-järjestelmän vikataajuudelle käytetään kahta eri arvoa, koska PAS-johdintyyppien saadut vikataajuudet poikkeavat toisistaan näin selkeästi. Tällä tavoin voidaan välttyä virheellisiltä olettamuksilta PAS-järjestelmän toimitusvarmuuden suhteen.

5.2 PJ-tason vikaherkkyyden tavoitetila

PJ-tason vikaherkkyyden tarkastelu on suoraviivainen prosessi laajemman saneeraussuunnittelun yhteydessä. PJ-tasolla muuttujia on suhteellisen vähän ja siirtojohtimien suunnitteluvaihtoehtoina ovat riippukierrekaapelit sekä maakaapelointi. PJ-tason vikaherkkyyden tarkastelu on syytä toteuttaa erillään KJ-tasosta, jotta PJ-tason suunnitelma ei pelkästään puolla KJ-tasolle optimaalisinta ratkaisua. PJ-tason tavoitetilan valinnassa voidaan hyödyntää kaavan (20) suhteellisen vikaherkkyyden ja saneeraussuunnitelman investointikustannusten välistä suhdetta. Vikaherkkyyden arvo saadaan PJ-tasolla nolaksi 100 % maakaapeloinnilla, jolloin luonnonilmiöiden vaikutus hetkellisen vikatodennäköisyyteen on lähes olematon verrattuna ilmakaapeliverkkoon. Asemakaava-alueen ulkopuolella voidaan olettaa, että maakaapelointi on kallimpi kuin ilmajohdoilla toteutettu sähköjakelu.

PJ-tasolla vikaherkkyyden tarkastelussa muuttujiksi valitaan kaavan (20) mukaisesti siirtojohtimien tyyppi, pituus sekä metsäisyyskertoimen arvo. Lisäksi tarkastelussa voidaan huomioida ajantasaiset pylvästiedot, joista voidaan muodostaa toinen kerroin metsäisyyskertoimen rinnalle. Tässä työssä johtokatuja kuntotietoja ei ole syytä ottaa huomioon, koska tarkoituksena ei ole verrata nykyverkon ja suunniteltavan verkon absoluuttista vikakestoisuutta toisiinsa. Saneerauskohteiden tarkastelu on jaettu pienjännitetasolla muuntopiirien suuruisiin kokonaisuuksiin. Jokaisen muuntopiirin saneeraustarvetta sekä saneeraustapaa arvioidaan seuraavien tekijöiden kautta:

- Vanhentuneet verkostokomponentit
- metsäisten osuuksien priorisointi
- 1 kV:n käyttökelpoisuus tarkastelualueella
- muuntopiirin energiankulutus sekä maantietellinen sijainti
- rakennusolosuhteiltaan helppojen alueiden painotus.

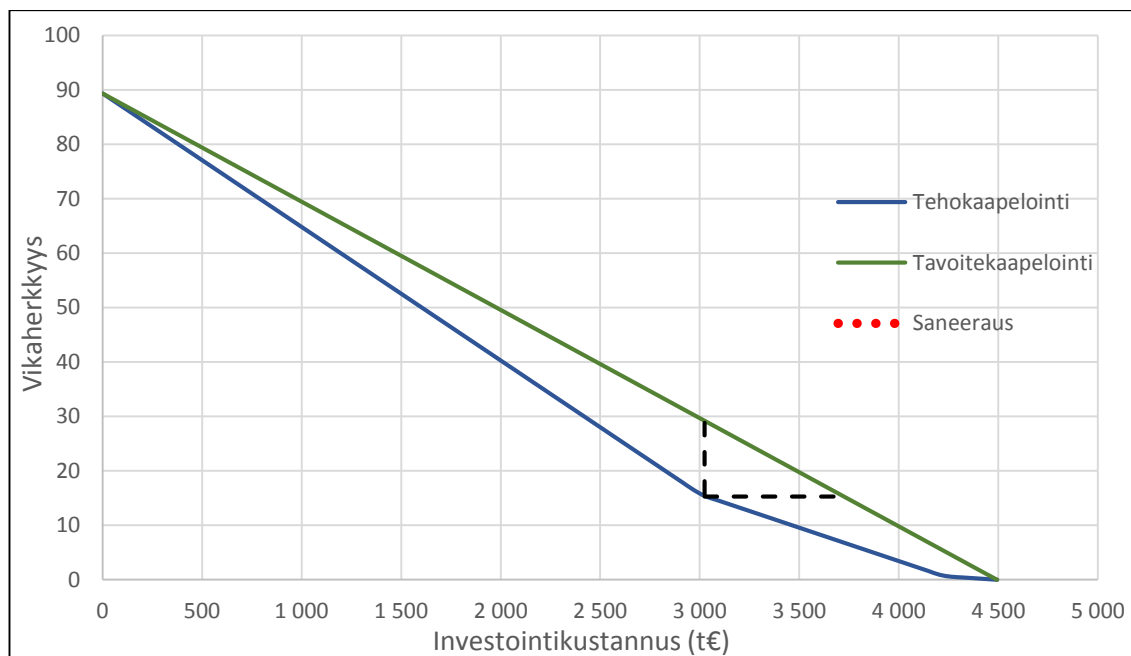
Rakenteeltaan vanhentuneet muuntopiirit ovat saaneerattavien kohteiden joukkoon. Vanhentuneita muuntopiirejä ei välttämättä maakaapeloida, jos siitä saatava hyöty ei vastaa korkeampia investointikustannuksia. Esimerkiksi peltoalueilla olevien johtokatuja maakaapelointi ei merkittävästi lisää alueellista toimitusvarmuutta.

1 kV:n jakelujännitteen tapauksessa tarkastelu suoritetaan sekä PJ-tason, että KJ-tason kautta. 1 kV:n jännitetasolle tapahtuvat vikatilanteet kuuluvat KAH-kustannusten piiriin, mikä edellyttää vikatilanteiden tarkastelua KJ-tason kautta. 1 kV:n rakennuskustannukset, vikatilanteiden vaikutusalueet ja korjauskustannukset kuitenkin vastaavat luonteltaan 0,4 kV:n vikakeskeytyksiä, jolloin saneeraussuunnitelman kannalta tarkastelu tulisi suorittaa PJ-tason kautta.

5.2.1 Teho- ja tavoitekaapelointi

Teho- ja tavoitekaapelointi eivät ole virallisia termejä, vaan niitä hyödynnetään tässä työssä maakaapeloinnin priorisoinnin kuvaamisessa. Tehokaapeloinnin ideana on

maakaapeloida aina korkeimman vikaherkkyyden omaavia siirtojohtimia kunnes haluttu toimitusvarmuuden tila saavutetaan. Tavoitekaapeloinnissa ilmajohtimia korvataan maakaapelilla kunnes projektille asetettu maakaapelointiaste on saavutettu. Tällöin kaapeloitavia alueita ei ensisijaisesti tarkastella toimitusvarmuuden kannalta, vaan muut prioriteetit määrittävät maakaapelointikohteet.



Kuva 5.1. Tehokaapeloinnin ja tavoitekaapeloinnin teoreettiset investointikustannukset Öjan alueella. Punainen piste vastaa KENET Oy:n vanhenevan jakeluverkkoalueen saneerauksen investointikustannuksia ja sillä saavutettavaa vikaherkkyyden muutosta.

Tavoitekaapeloinnin tunnusomaisuutena voidaan pitää saneerattavan alueen ilmajohtojen kokonaismetsäisyyskertoimen pysymistä lähes samassa tasossa. On kuitenkin syytä muistaa että vanhentuva verkko on pakko rakentaa uudelleen, jolloin tehokaapeloinnilla saavutettava tila ei ole mahdollinen. Kuvassa 5.1 esitetty vanhenevien muuntopiirien maakaapeloinnilla saavutettava tila on tavoitekaapeloinnin yläpuolella. Tällöin vanhenevat verkkoalueet sijaitsevat metsäisyyskertoimiltaan matalilla alueilla.

5.2.2 Öjan alueen PJ-tason ratkaisuvaihtoehto

Öjan alueen saneeraus suunnitelmalle asetettiin tavoitteeksi 33–50 % madaltunut kokonaisvikamäärä suhteutettuna nykytilanteeseen. Tarkastelu aloitetaan PJ-johtimien metsäisyyskertoimien määrittämisestä, joiden lisäksi arvioidaan vanhenevien verkkoalueiden määrät ja sijainnit. Tässä tarkastelussa vanheneviksi alueiksi on määritetty muuntopiirit, joiden pitoaika tulee päättyämään ennen vuotta 2028. Tarkastelualueen metsäisyyskertoimet ja johdinpituudet löytyvät taulukosta 5.4.

Taulukko 5.4. Vanhenevan verkko-osuuden uudistamistarve Öjan alueella.

	Öjan nykyverkko (km)	Öjan vanhenevat PJ- johtimet (km)
PJ-johtimien kokonaispituus (km)	131,18	51,22
Maakaapelia	73,69	8,04
Ilmakaapelia	110,21	43,17
- Metsä	73,69	25,14
- Tienvieri	29,97	13,21
- Pelto	6,54	4,82
Vikaherkkyys (pt)	89,38	32,23
Vikaherkkyys suhteessa nykytilaan	100 %	- 36,6 %

Taulukon 5.4 mukaisesti Öjan alueella vanhentuvien PJ-johtimien pituus on noin 51 kilometriä. Saneerauksen tarpeessa olevat ilmajohtimet sisältävät lähes kaiken peltomaisessa ympäristössä olevan verkstopituuden. Siitä huolimatta vanhenevien johtimien maakaapeloinnilla saavutetaan 37 prosenttia alkuperäistä matalempi alueellinen vikaherkkyys. Kun vanhenevien komponenttien lisäksi maakaapeloidaan 15 kilometriä metsässä olevaa PJ-ilmajohtoa, Öjan alueella saavutetaan yli 50 prosentin parannus vikaherkkyudessa. Tämän suunnitelman tunnusluvut ovat taulukossa 5.5.

Taulukko 5.5. Öjan alueen saneeraussuunnitelmien vaikutukset kaapelipituuksiin ja vikaherkkyyteen. Suunnitelmissa on ilmoitettu uusittavan verkon pituus ja maakaapeloinnin vaikutus vikaherkkyyteen.

	Öjan nykyverkko (km)	Toteutettava suunnitelma (km)
PJ kokonaispituus (km)	131,18	137,00
Maakaapelia (km)	73,69	40,23
Ilmakaapelia (km)	110,21	52,03
- Metsä	73,69	33,55
- Tienvieri	29,97	16,76
- Pelto	6,54	1,72
Vikaherkkyys (pt)	89,38	42,10
Vikaherkkyys suhteessa nykytilaan	100 %	47,1 %

Taulukossa 5.5 maakaapeloinnin on oletettu pidentävän johdinpituuksia kymmenellä prosenttiyksiköllä. Taulukon 5.5 mukaisen suunnitelman toteuttamiseen tarvitaan yhteensä 64 kilometriä uutta maakaapelia.

5.3 Öjan alueen siirtojohtimien tarkastelu

Alueellinen suunnittelu aloitettiin määrittämällä runkojohtojen uudet reitit. Suunnittelussa oli otettava huomioon jo saneerattujen johto-osuuksien sisältyminen saneeraussuunnitelmaan ja huomioida johtolähdöillä tapahtuvien vikatilanteiden korvattavuus. Runkojohtojen uudet reitit ovat kauttaaltaan tienvarsilla. Johtolähdön J12 Öja loppuosan tienvarsirakentamisen ainoana vaihtoehtona on käyttää maakaapelointia, koska ilmajohtojen sijoitus tieverkon välittömään läheisyyteen aiheuttaa ongelmia maisemallisesti sekä rakentamisen puolesta. Kuvassa 5.2 on esitettynä runkojohtojen uudet sijainnit.



Kuva 5.2. Öjan runkojohtojen sijainti tienvieriä hyödyntämällä. Ennalta saneeratut PAS-johtimet on merkitty virheällä värillä. Ruskeilla pisteillä merkittyihin kohteisiin ei voida toimittaa sähköä rakentamatta 20kV:n tai 1 kV:n jännitetasen haarasyöttöjä.

Seututien 749 varressa oleva osuus Öjan johtolähdöstä voidaan toteuttaa BLL-ilmajohtimella tai maakaapeloinnilla. Vikaherkkyys seututien läheisyydessä ei ole ollut

erityisen korkea, joten BLL:n toimitusvarmuus riittää kyseiselle alueelle. Lisäksi kuvassa 5.2 säästettäviksi määritellyt haarajohdot on toteutettu PAS-johtimilla, jolloin vältetään kaapelien ylöstuonneilta tienvarressa.



Kuva 5.3. Esimerkki Öjan alueen rakennuskohteesta, jossa 20 kV:n ilmajohtokatu aiheuttaisi maisemallista vahinkoa. Tien vasemmalla pientarella on vesistö ja oikea puoli rajoittuu omakotitalon raja-aitaan.

Öjan alueen häntäosuuden pituus ja sen vaikutusalueelle jäävä teho kasvavat johtolähtöjen solmupisteen siirtyessä etelämmäksi uuden runkojohtoratkaisun myötä. Solmupisteen siirron myötä häntäosuuden alussa sijaitsevien vikatilanteiden KAH-kustannukset nousevat. Saneeraussuunnitelmalla saavutettava toimitusvarmuuden paraneminen kuitenkin puoltaa runkojohtojen siirtoa yksittäisistä heikennyksistä huolimatta.

5.3.1 Pylväskatkaisijan käyttömahdollisuudet

J10 Ventusnevan johtolähtö soveltuu hyvin rakenteensa puolesta pylväskatkaisijan sijoituskohteeksi. Kustannustarkastelun ongelmana on verkon jatkuvasti muuttuva rakenne laajan saneerauksen yhteydessä. Kustannustarkastelun kannalta nykytilamainen korkean vikataajuuden käyttöaika on pystyttävä määrittämään tarkasti, koska suurimmat KAH-kustannussäästöt saavutetaan juuri tällä osuudella pylväskatkaisijan käyttöajasta.

Metsolan johtolähtöjen risteämä soveltuu sijaintinsa puolesta hyvin pylväskatkaisijan käyttöpaikaksi. Ventusnevan johtolähdön energiankulutuksesta noin 80 % sijoittuu solmupisteen etupuolelle. Pylväskatkaisija palvelisi suurta kulutuskeskittymää johtolähdön alkupäässä, joka parantaa energiapainotetuilla asiakasmäärillä laskettujen jälleenkytkentöjen tunnuslukua.

5.3.2 1 kV:n jännitetason käyttömahdollisuudet

Öjan maantietelliselle alueelle jää kuvan 5.2 mukaisella runkojohtoratkaisulla seitsemän haarasyöttöaluetta, jossa Kätölandetin häntäosuus on laskettu yhdeksi haarasyöttöalueeksi. Kappaleessa 5.3.3 mainitaan 1 kV:n soveltuvuus eri haarasyöttöjen kohdalla. Öjan alue ei ole tavanomainen 1 kV:n käyttökohde siellä olevan ympärivuotisen asumuksen vuoksi. Maaseutumaisessa jakeluverkkoon alueella oleva kiinteä asutus voi aiheuttaa tässä tapauksessa suunnitelmallista riskiä energiankulutuksen askelmaisesta kasvun muodossa.

Energiakulutuksen askelmaisella kasvulla tarkoitetaan joko uuden kulutuspisteen liittymistä jakeluverkkoon tai vanhan kulutuspisteen kulutuskäyttämisen muutosta. Kyseinen ilmiö on ongelma alueilla, joissa halutaan hyödyntää 1 kV:n jännitealuetta. Tämä johtuu alueen asutuksen ja kulutustyyppien pirstaleisuudesta, jolloin tehokasvun ennustaminen muuntopiiritasolla on vaikeaa pitkällä tarkasteluvälillä. On muistettava, että 1 kV:n haarajohdon maksimiteho saa olla noin 140 kW tarkastelujakson lopussa, jolloin jännitteenalenema ei pitäisi muodostua ongelmaksi.

5.3.3 Öjan alueen haarasyöttöjen tilannekatsaus

Haarasyöttöjen tilannekatsauksessa esitellään Öjan alueen uuden runkojohdon haarasyöttöalueet, joiden suunnitteluvaihtoehdot esitellään lyhyesti.

Knifsundin alue on suunnittelun kannalta hankalin haarasyöttöalue. Alueen haarasyöttö voidaan toteuttaa useasta suunnasta ja se voidaan silmukoida tarvittaessa. Alueella on muutama pienyritys ja pienimuotoista maataloustoimintaa, jonka seurauksena energiankulutus on tavanomaiseen haja-asutusalueeseen suhteutettuna kohtalaisen korkea. Erilaisten rakennustekniikoiden käyttöä rajoittavat asuntojen sijainti teiden välittömässä läheisyydessä, jolloin 20 kV:n ilmajohtokatuja rakentaminen tienvarsiin on vaikeasti perusteltavissa alueen asukkaille.



Kuva 5.4. Knivsundin 20kV:n verkon nykyinen rakenne.

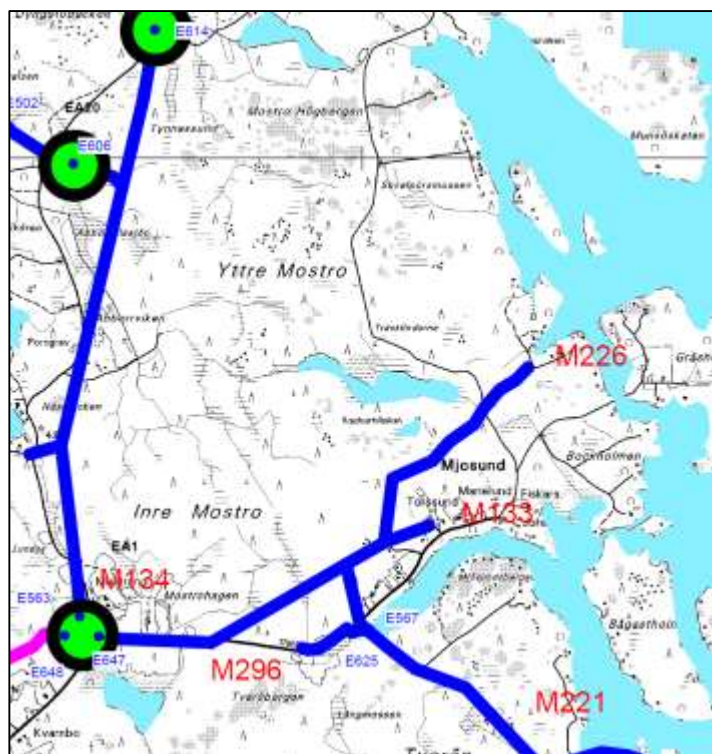
Suvisaaren alueen sähköistys toteutetaan yhdellä haarasyötöllä, jossa maakaapelin käyttö ei tule kysymykseen maaperän kallioisuuden takia. Itse saarella sijaitsee vanha mökkialue, jonka sähkönkulutus on pientä. Tämä mahdollistaa 1 kV:n jakelujännitteen käytön saarella, mutta syöttöä ei voida toteuttaa 20 kV:n runkojohdolta saakka matkalla olevan korkean energiankulutuksen vuoksi.



Kuva 5.5. Suvisaaren 20 kV:n haarajohdon nykyrakenne.

Mjosundin alueelle kohdistuva muutos on suurin Öjan alueen sähköntoimituksessa. Nykyisin alueen sähkönsyöttö tapahtuu J10 Ventusnevan kautta. Kuvassa 6.4 olevasta

Mjosundin alueesta M221 ja M296 välinen osio sijaitsee vanhassa kuusimetsässä, joka on ollut vikaherkkyydeltään vaikea yksittäinen kohde. Uudella runkojohtoratkaisulla sähkönsyöttöä ei toteuteta kyseisen kuusimetsän lävitse. Mjosundin alue siirtyy uudella ruonkojohtoratkaisulla osaksi 20 kV:n häntäosiota, jolloin alueelle kohdistuvien jakelukeskeytyksien korvattavuus heikkenee.



Kuva 5.6. Mjosundin alueen haarajohtimen nykyrakenne.

Tjärön alue on hyvä esimerkki 1 kV:n käytön riskialttiudesta saneerattaessa jakeluverkkoa. Uusien johtojen sijainti tulee kulkemaan tienvartta pitkin jännitetasosta riippumatta, jolloin johtokadun pituus kasvaa nykyisestä. Muuntopiirien uusiminen aiheuttaa tilanteen, jossa nykyiset oikosulkuvirrat eivät riitä täyttämään niille asetettuja vaatimuksia. Tällöin haara-alueen siirtoverkkoa joudutaan vahvistamaan johtimien poikkipinta-aloja nostamalla tai muuntopiirien sijainteja muuttamalla.



Kuva 5.7. Tjärön alueen 20 kV:n nykyverkon sijainti.

Sårön alueen sähkönkulutus muodostuu yhdestä pienteollisuuden kulutuspisteestä. Käytöntukijärjestelmän mukaan haarasyötön huippukuorma on ollut alle 7 kW, jolloin 1 kV:n järjestelmän tehonsiirtokapasiteetti tulisi riittämään komponenttien pitoajan.



Kuva 5.8. Oikeanpuolimmainen haarajohdin vastaa Sårön alueen energiansyötyöstä.

Bodölandetin alue on rantakaistale, jonka kulutuspisteet ovat mökkiasutusta. Alueen lävitse kulkee mökkiteitä ja muutoin alueen maasto on metsäistä. Alueen

oikosulkuvirtojen arvot ovat nykyratkaisulla alhaiset, jonka vuoksi muuntopiirien muuttaminen ja siirtojohtimien vahvistaminen on tarpeellinen toimenpide.



Kuva 5.9. Bodölandetin alueen 20 kV:n johdinreittien nykyratkaisu.

Kätölandetin häntäosuuden saaneerauksessa ei ole syytä tehdä toimenpiteitä siirtojohtimien kohdalla, koska alueen avojohtolinjat on uusittu viimeisen kymmenen vuoden aikana. Lisäksi Kätölandetin alueen pohjoisosassa sijaitseva Natura-alue rajoittaa merkittävästi alueella tapahtuvaa uudisrakentamista. Tämän vuoksi kätölandetin sähkönkulutuksen ei odoteta merkittävästi muuttuvan tulevien vuosien aikana.



Kuva 5.10. Ventusnevan johtolähdön häntäosuus Kätölandetin alueella. Alueen pohjoisosassa sijaitseva Natura-alue rajoittaa alueella tapahtuvaa uudisrakentamista.

Kätölandetin alueella oleva 10 kV:n merikaapeli jätetään tässä tarkastelussa huomiotta, koska merikaapelin päässä olevalla Tankarin saarella ei ole vaikutusta kappaleessa 2.2.1 esitetyn sähkömarkkinalain laatuvaatimuksen toteutumisen kannalta.

6 JAKELUVERKON SUURHÄIRIÖIDEN MONTE CARLO -SIMULOINTI

Suurhäiriötilanteet ovat poikkeuksellisia tapahtumia suhteutettuna jakeluverkkoalueiden tavanomaiseen toimintaympäristöön. Suurhäiriötilanteiden ennakointiin ja arviointiin liittyy epävarmuutta, joka edellyttää tarkastelulta erityistä tarkkaavaisuutta. Lyhytkestoisen ja laajamittaisen vikatapahtuman muuttaminen järkevästi tarkasteltavaan muotoon on ongelmallista, koska luonnonilmiöiden intensiteettiä on vaikea suhteuttaa jakeluverkkojen toimitusvarmuuksien kanssa. Jopa yksittäisten vikatapahtumien välillä on niin paljon varianssia, ettei niiden perusteella voida olettaa tulevien vikatilanteiden aiheuttamia haasteita.

Aiemmissa kappaleissa jakeluverkon toimitusvarmuutta on tarkasteltu lähinnä laskemalla pitkien tarkastelujaksojen keskiarvoja. Tässä kappaleessa jakeluverkon toimitusvarmuuden tilaa arvioidaan Monte Carlo –simuloinnin avulla. Simulointimallin perusteella muodostetaan arvio erilaisten jakeluverkkomallien vaikutuksesta suurhäiriötilanteiden tunnuslukuihin. Simuloinnin tavoitteena on saada selville KENET Oy:n jakeluverkkoalueelta vaadittava toimitusvarmuuden taso, jolla sähkömarkkina-alueissa asetetut laatuvaatimukset täyttyvät. Simuloinnista saaduista lopputuloksista suurin mielenkiinto kohdistuu pisimpien keskeytysaikojen todennäköisyyksiin eri ratkaisumalleilla.

6.1 Monte Carlo –simuloinnin soveltaminen jakeluverkon tarkastelussa

Monte Carlo –simuloinnin periaatteena on monimutkaisten ilmiöiden mallintaminen jakamalla tarkastelu mahdollisimman pieniin yksityiskohtiin. Tämä menetelmä soveltuu hyvin suurhäiriötilanteiden mallintamiseen, koska simulaatiolla saadaan aikaiseksi hyvä analyysi yksittäisen suurhäiriötilanteen satunnaisuuden luonteesta. Suurhäiriötilannetta mallinnetaan yksittäisten vikatilanteiden tapahtumatodennäköisyyksien kautta. Jakeluverkkoalueen suurhäiriösimulointi on toteutettu kaavaa (23) toistamalla.

$$\text{vikatilanne aiheutuu, kun } x_{t,k} \leq \frac{\delta \cdot \left(\sum_{i=1}^j (\lambda_j \cdot dl_{j,k}) \right)}{dT}, \quad (23)$$

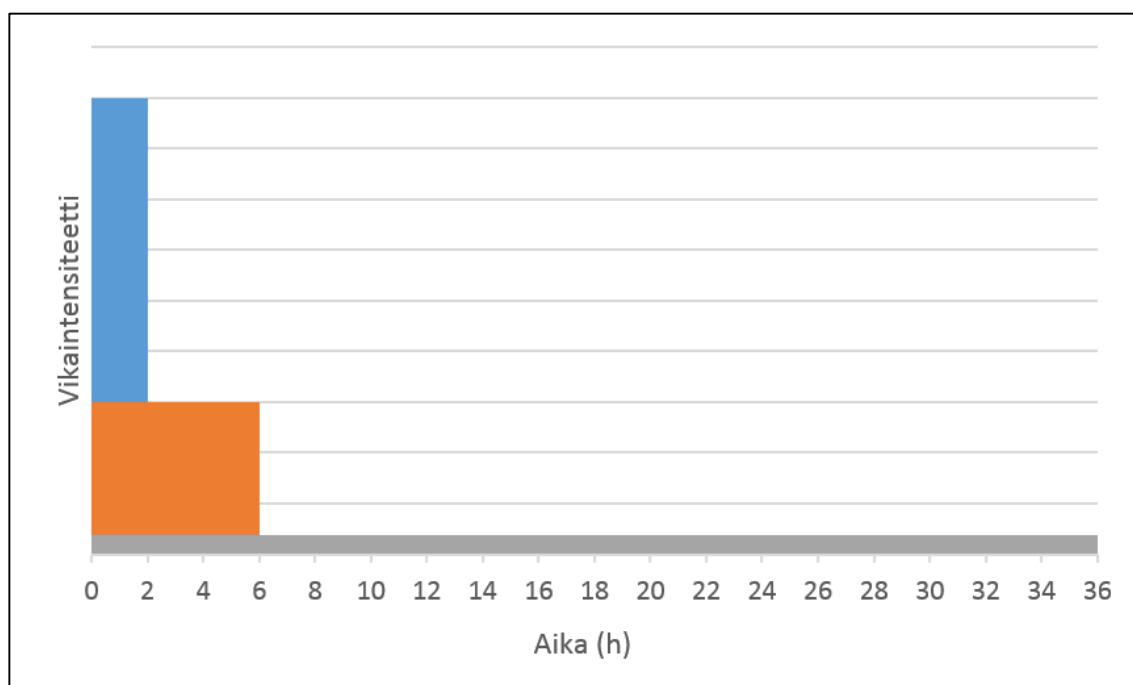
missä $x_{t,k}$	Satunnaisluku luku väliltä [0,1]
δ	Simulointimallin vikaintensiteetti
λ_j	Johdintyyppin j vikataajuus (vika /100 km,a)
$dl_{j,k}$	Johdintyyppin j pituus tarkastelualueella k .
dT	Tarkastelujakson pituus

Kaavan (23) mukaan simulaatiossa aiheutuu vikatilanne ajanhetkellä t tarkastelualueella k , kun arvottu satunnaisluku on pienempi tai yhtä suuri kuin tarkastelualueen todennäköisyys kokea vikatilanne tarkastelujakson aikana. Kaavassa (23) käytetty simulaatiomallin vikaintensiteetti vastaa simuloinnissa käytetyn suurhäiriön suhteellista todennäköisyyttä aiheuttaa vikatilanteita.

Kaavan (23) mukaan suoritettava vikatilanteiden simulointi tarkentuu tarkastelualueiden kokoa ja tarkastelujakson kestoja pienennettäessä. Tässä työssä simulointitarkkuus on jaettu PJ-tasolla muuntopiirien suuruisiin kokonaisuuksiin ja KJ-tasolla käytetään keskeytysalueista muodostettuja alueita. Keskeytysalueeksi lasketaan 20 kV:n johtimista muodostuva alue, jossa sijainnista riippumatta aiheutuu aina yhtä suuri KAH-kustannuserä. Tarkastelujakson askelluksen pituus on viisi minuuttia.

6.1.1 Simuloinnissa käytettävät vikaintensiteetit

Simulointimallissa suurhäiriötilannetta mallinnetaan vakiovikaintensiteettien avulla. Tässä asiayhteydessä vikaintensiteetillä tarkoitetaan suhteellista vikataajuutta, jossa intensiteetin arvo yksi vastaa lähdeaineistoista muodostettuja keskimääräisiä vikataajuuksia. Tarkastelun suurhäiriönä pidetään tilannetta, jossa vikatilanteiden määrä vastaa keskimääräisen kalenterivuoden kokonaisvikamäärää. Jos keskimääräisenä kalenterivuotena tarkastelualueella tapahtuu sata vikakeskeytystä, niin simulointimallin suurhäiriötilanteessa tapahtuu keskimäärin sata vikakeskeytystä.



Kuva 6.1. Simuloinnissa käytettävien vikaintensiteettien kuvaajat.

Kuvan 6.1 käyrät esittävät simulointimallissa käytettäviä vikaintensiteettejä ja näillä intensiteeteillä simulointimallin kestot ovat kahden, kuuden ja 36 tunnin mittaisia.

Vikaintensiteettien vakioarvot eivät tarkoita vikatilanteiden tasaista jakautumista maantieteellisesti tai ajassa, vaan satunnaisuuden luonne ripottelee tilanteet epämääräisesti ympäriinsä. Kahden tunnin suurhäiriötilanne vastaa voimakasta myrskytuulta tai ukkosrintamaa, jossa suuri määrä vikatilanteita tapahtuu hyvin lyhyessä ajassa. Kuuden tunnin tilanne vastaa tavanomaisempaa myrskyrintamaa, jossa vikatilanteita esiintyy pidemällä aikavälillä ja intensiteetti on siedettävä. Pitkä 36 tunnin suurhäiriötilanne kuvaa vaikean lumikuorman aiheuttamaa vika-aaltoa. Pitkän simulointimallin kokonaisvikamäärä on 1,5-kertainen muihin simulointimalleihin nähden, jolloin ensimmäisen vuorokauden aikana tapahtuva vikamäärä vastaa luonnonilmiöiden aiheuttamaa vikamäärää keskimääräisenä kalenterivuotena.

6.1.2 Henkilökunnan ja materiaalien osuus simuloinnissa

Kenttähenkilökunnan simuloinnissa muuttujina pidetään korjausyksiköiden lukumäärää sekä henkilökunnan kuormitettavuutta. KENET Oy:n kohdalla suurhäiriötilanteessa käytettävissä olevien korjausyksiköiden määrä vaihtelee kolmen ja kuuden välillä. Simulointimallissa korjausyksiköitä kuormitetaan 2-vuorojärjestelmän mukaisesti. Esimerkiksi korjausyksikkömallilla 3-2 tarkoitetaan tilannetta, jossa ensimmäisessä työvuorossa työskentelee kolme korjausyksikköä ja jälkimmäisessä kaksi. Ensimmäisen korjausyksikön työvuoro alkaa simuloinnin aloitushetkestä, jolloin simulointimallin vikaintensiteetti nostetaan nolasta suurhäiriötilannetta vastaavalle tasolle.

Työvoiman osalta simulointi kohdistetaan kenttähenkilökunnan tasolle. Simuloinnissa oletetaan valvomohenkilökunnan toiminnan pysyvän tasalaatuisena riippumatta vikatilanteiden tai hallinnoitavien korjausyksiköiden määrästä. Korjausyksiköiden taustavoimille asetetaan samankaltainen oletus kuin valvomotoiminnalle. Simuloinnissa ei huomioida työkoneiden tai tarvittavien verkkokomponenttien niukkuutta, jolloin korjausyksiköiden riittämättömyys on ainoa tekijä vikatilanteiden jonoutumisessa.

6.1.3 Vikojen korjaaminen ja vikajonon toiminta

Simulointimallin tarkasteluperiaate tähtää vikatilanteiden jonoutumiseen ja siitä aiheutuvien tunnuslukujen tarkasteluun. Vikajonon purkaminen tapahtuu simulointimallissa siten, että KJ-tason vikatilanteet korjataan ensin ja PJ-tason vikatilanteet näiden jälkeen. Aloitetut korjausoperaatiot suoritetaan aina loppuun, vaikka ylemmällä jännitetasolla tapahtuisi uusi vikatilanne. Vikatilanteet korjataan aina tapahtumisjärjestyksessä.

Vikatilanteiden korjaamiseen ja vaikutusalueen rajoittamiseen kuluva aika aiheuttaa eniten tulkinnanvaraisuutta simuloinnin tarkkuudessa. Todellisissa vikatilanteissa vikapaikan ja korjausyksiköiden sijainti, vallitsevat sääolosuhteet sekä vuorokaudenaika vaikuttavat kaikki yksittäisen vikatilanteen korjausaikaan, puhumattakaan vikapaikalla vaadittavan korjausoperaation luonteesta. Näiden muuttujien lisääminen simulointimalliin ei välttämättä tarkentaisi simulointimallin toimintaa, koska muuttujien

todellista vaikutusta korjausaikoihin on hyvin vaikea määrittää ilman kellottamalla hankittua aineistoa. Tämän vuoksi simulointimallissa on tyydyttävä viankorjaukseen kuluva ajankäytön yksinkertaisuuteen. Simulointimalliin voitaisiin sisällyttää vikapaikalle siirtymiseen kuluva aika. KENET Oy:n jakeluverkkoalueen pienten etäisyyksien vuoksi siirtymiseen kuluva aika sisällytetään korjausaikoihin. Simulointimallissa vikatilanteiden korjausaikoina käytetään taulukon 6.1 arvoja.

Taulukko 6.1 *Vian erottamiseen ja korjaamiseen kuluva aika.*

Rajaustoimenpide (Kesto minuutteina)	Yksittäinen vikatilanne	Suurhäiriö
Maastokatkaisijan toiminta-aika	0	0
Kauko-ohjattavien erottimien käyttöaika	15	10
Vian rajausta käsinohjattavien erottimien	30	15
PJ-tason vikakorjaus		60
KJ-tason vikakorjaus	90	90

Taulukon 6.1 arvot jaettu kahteen eri tarkastelutilanteeseen. Suurhäiriötilanteen pienemmät arvot selittyvät henkilökunnan korkeammasta valmiusasteesta.

6.2 Simulointimallissa käytettävät parametrit

Simulointimallissa käytettävien parametrit ovat pitkistä tarkastelujaksoista saatuja keskiarvoja. Simulointimallissa ei voida hyödyntää esimerkiksi kappaleessa 3.2.1 esitetyn metsäisyyskertoimen tyyppistä aineistoa. Vikataajuuksien lähtöaineisto ei ole ottanut huomioon metsäisyyskertoimen vaikutusta, joten metsäisyyskertoimella olisi simulointitulosta mahdollisesti vääristävä vaikutus.

6.2.1 Johdintyyppien vikataajuudet

Simulointimallin vikataajuuksina käytetään kappaleissa 5.1 ja 5.1.1 esiteltyjä KENET Oy:n ja Energiateollisuuden aineistojen keskimääräisiä vikataajuuksia. KENET Oy:n ja Energiateollisuuden vikataajuudet poikkeavat suuresti PAS-johtimien kohdalla, jonka vuoksi simulointi suoritetaan vaihtamalla vikataajuuksia. Lähdeaineistojen pienempää vikataajuuden arvoa käytetään simulointimallissa matalana vikataajuuden arvona ja suurempaa arvoa korkealla vikataajuudella. Eli lähtöaineistojen vikataajuuksia käytetään yhdessä tarpeen mukaan. PJ-tason vikataajuuksien kohdalla sovelletaan lähteiden arvioita PJ-riippukierrekaapeleiden vikataajuuksista. [28] [30] Johdintyyppien vikataajuudet ovat merkittynä taulukkoon 6.2.

Taulukko 6.2. Simuloinnissa käytettävät vikataajuudet johdintyypeittäin (vikaa / 100km, a).

Johdintyyppi	Matala vikataajuus	Korkea vikataajuus
<i>Avojohto</i>	4,42	4,73
<i>PAS</i>	0,30	1,76
<i>PJ-Ilmakaapeli</i>	1,00	1,95

Maakaapelien kohdalla kokonaisvikatiheyden oletetaan suurhäiriötilanteissa olevan niin pieni, ettei sitä ole perusteltua huomioida. Taulukon 3.7 tietojen mukaisesti KJ-maakaapeleiden kokonaisvikatiheys on 0,97 vikaa / 100 km,a. Jos KENET Oy:n koko jakeluverkkoalueen KJ-johtimet korvattaisiin maakaapelilla ja lisäksi KJ-johtimien kokonaispituus säilyisi samana, niin KENET Oy:n jakeluverkkoalueelle saatu KJ-vikataajuus olisi 0,0099 vikaa / päivä.

6.2.2 Käytettävät verkkomallit

Simulointimallin tarkastelualueena käytetään KENET Oy:n jakeluverkkoaluetta, joka sijaitsee asemakaava-alueiden ulkopuolella. Tarkastelualueen rajausta perustuu KENET Oy:n tavoitteeseen maakaapeloida kokonaisuudessaan asemakaava-alueilla olevat siirtojohtimet. Tämän vuoksi kaavoitettujen alueiden sisällyttäminen simulointialueeseen ei muuttaisi saatavia lopputuloksia.

Simulointi suoritetaan kuudella verkkomallilla, jotka ovat kolmen KJ-verkkomallin ja kahden PJ-verkkomallin yhdistelmiä. KJ-verkkomalleina käytetään nykyistä jakeluverkkomallia, KENET Oy:n kehittämissuunnitelman mukaista verkkomallia ja PAS-ratkaisua, jossa nykyverkon ilmajohtot korvataan kokonaisuudessaan PAS-johtimilla ja maakaapelointia ei hyödynnetä. PAS-ratkaisun lopputulokset toimivat nykyverkon ja kehittämissuunnitelman vertailukohtana sekä yleisenä mielenkiinnon kohteena. Käytettävien verkkomallien johdinpituudet ovat taulukossa 6.3.

Taulukko 6.3. Simuloinnissa käytettävien KJ-verkkomallien johdinpituudet.

Johdintyyppit	Nykyverkko, km	Kehittämissuunnitelma, km	PAS-ratkaisu, km
<i>Avojohto</i>	140,0	49,7	0
<i>PAS</i>	12,4	58,0	152,4
<i>Maakaapeli</i>	14,6	58,4	14,6

PJ-johtimien osalta simulointimallissa käytetään nykyisen jakeluverkon PJ-tason johtimia ja toisena vaihtoehtona noin 50 % PJ-maakaapelointiasteen ratkaisua. Korkeamman maakaapelointiasteen ratkaisussa maakaapeloitavat kohteet on valittu kappaleen 5 menetelmien mukaisesti. Maakaapeloinnista aiheutuvaa johtoreittien pituuden muutosta ei ole simulointimallissa syytä ottaa huomioon, koska maakaapelin

vikataajuutta ei suurhäiriötilanteessa tarkastella. Simulointimallissa käytettävät PJ-johdinpituudet ovat merkittynä taulukkoon 6.4.

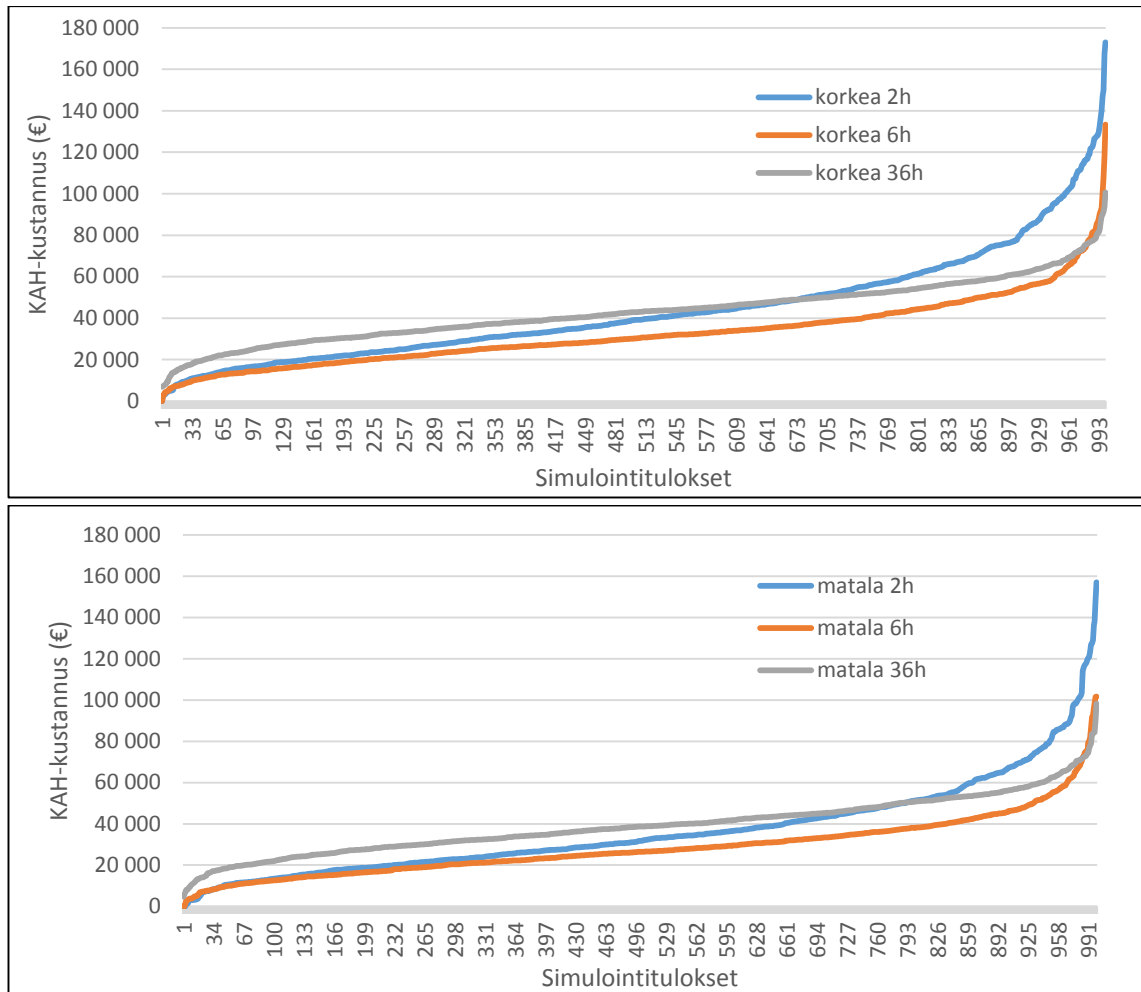
Taulukko 6.4. *Vaihtoehtoisten verkkomallien PJ-johdinpituudet.*

Johdintyytit	Nykyverkko (km)	Lisäty maakaapelointi (km)
<i>PJ-ilmakaapeli</i>	272,8	184,3
<i>PJ-maakaapeli</i>	89,6	178,9

PJ-tason tarkastelu on toteutettu simulointimallissa muuntopiirien tasolla. Tällöin PJ-tason vikatilanteiden vaikutusalue on todellista suurempi mikä nostaa PJ-tason KAH-kustannuksia todellisista arvoista. Muuntopiirien energiankulutustietoina käytetään vuonna 2013 mitattuja muuntopiirikohtaisia arvoja.

6.2.3 Simulointituloksien esitysmuoto

Yksittäiselle simulointimallille saatavat tulokset koostuvat kuuden eri lähtötilanteen tarkastelusta, jotka muodostetaan vikataajuuksia sekä vikaintensiteettikäyriä varioimalla. Jokainen lähtötilanne simuloidaan tuhat kertaa, jolloin lopputuloksiksi saatavat tulosjakaumat muodostuvat yhteensä 6 000 luvun joukosta. Tilanne havainnollistuu kuvan 6.2 avulla, jossa on esitetty KAH-kustannusten simulointitulokset suuruusjärjestyksessä.



Kuva 6.2. Kuvaajien tulokset ovat nykyverkkomallin KAH-kustannusjakaumia 3-3 korjausyksikkömallilla simuloituina. Ylemmän kuvaajan tuloksissa on käytetty korkean vikataajuuden arvoja ja alemmassa matalampia arvoja.

Tässä työssä simulointitulokset esitetään PERT –projektinsuunnittelumenetelmän avulla. Kyseisellä menetelmällä tuloksista valitaan tarkastelupisteet, jotka kuvaavat eri tunnuslukujen tavanomaista vaihtelua suurhäiriötilanteiden välillä. Tarkastelupisteinä käytetään suuruusjärestykseen asetettujen tunnuslukujen arvoja 5 %, 50 % ja 95 % kohdilta, missä prosenttiluku vastaa todennäköisyyttä jolla yksittäisen suurhäiriön tunnusluku jää pienemmäksi kuin esitetty arvo. PERT-menetelmää käytettäessä tunnuslukujen odotusarvot ja hajonnat muodostetaan kaavojen (24), (25) ja (26) mukaisesti. [31]

$$\text{Odotusarvo } (M) = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\text{Minimi}_i + 4 \cdot \text{Todennäköisin}_i + \text{Maksimi}_i}{6}}{n} \quad (24)$$

$$\text{Keskihajonta}_i = \frac{\text{Maksimi}_i - \text{Minimi}_i}{6} \quad (25)$$

$$\text{Hajonta } (S) = \sqrt{\sum_{i=1}^n \text{Keskihajonta}_i^2} \quad (26)$$

missä <i>maksimi_i</i>	Tarkasteltavan tunnusluvun arvo 5 % tapahtumatodennäköisyyden kohdalla, kun käytetään suunnitelman <i>i</i> lähtöarvoja
<i>todennäköisin_i</i>	Tarkasteltavan tunnusluvun arvo 50 % tapahtumatodennäköisyyden kohdalla, kun käytetään suunnitelman <i>i</i> lähtöarvoja
<i>minimi_i</i>	Tarkasteltavan tunnusluvun arvo 95 % tapahtumatodennäköisyyden kohdalla, kun käytetään suunnitelman <i>i</i> lähtöarvoja.

Kaavan (24) odotusarvo vastaa yksittäiselle tunnusluvulle odotettavissa olevaa arvoa joka soveltuu hyvin KAH-kustannusten arviointiin suurhäiriötilanteessa. Kaavan (26) hajonnalla kuvataan tarkasteluarvon vaihtelevuuden suuruutta. Riskienhallinnan kannalta hajonnan soisi olevan mahdollisimman pieni. Jakeluverkkomallien välisessä vertailussa malata hajonta kuvaa tasaisuutta laatutekijöissä. Simulointimallien tarkastelussa käytettäville kuudelle tulosjakaumalle on asetettu yhtä suuri painoarvo, jolloin tunnuslukujen odotusarvot ja hajonnat muodostuvat taulukon 6.5 esittämällä tavalla.

Taulukko 6.5. Esimerkki odotusarvon ja hajonnan laskennasta kaavojen (24), (25) ja (26) mukaisella menetelmällä. Taulukon luvut vastavat kuvan 6.2 KAH-kustannustietoja.

3-3, nykyverkko	Minimi	Toden- näköisin	Maksimi	Odotusarvo (M)	Hajonta (S)
<i>matala 2h</i>	10 600	31 750	81 460	36 510	11 810
<i>matala 6h</i>	9 970	26 400	54 760	28 390	7 470
<i>matala 36h</i>	18 940	38 700	62 460	39 360	7 190
<i>korkea 2h</i>	12 480	39 060	97 330	44 340	14 140
<i>korkea 6h</i>	11 580	30 180	61 600	32 320	8 340
<i>korkea 36h</i>	20 670	42 870	66 620	43 130	7 660
				37 340	23 980

Taulukon 6.5 esimerkissä suurin odotusarvo ja hajonta osuu kahden tunnin vikaintensiteettikäyrällä simulointiin, vaikka korkein KAH-kustannus mediaanin kohdalla aiheutuu 36 tunnin simulointimallilla. Tämän esimerkin perusteella nopeat ja suurta tuhoa aiheuttavat luonnonilmiöt aiheuttavat suurimman taloudellisen riskin kyseisessä tapauksessa.

6.3 Monte Carlo –simulointituloksien käsittely

Tätä diplomityötä varten tehty Monte Carlo –suurhäiriösimulointimalli antaa simulointituloksena seuraavien tunnuslukujen jakaumat:

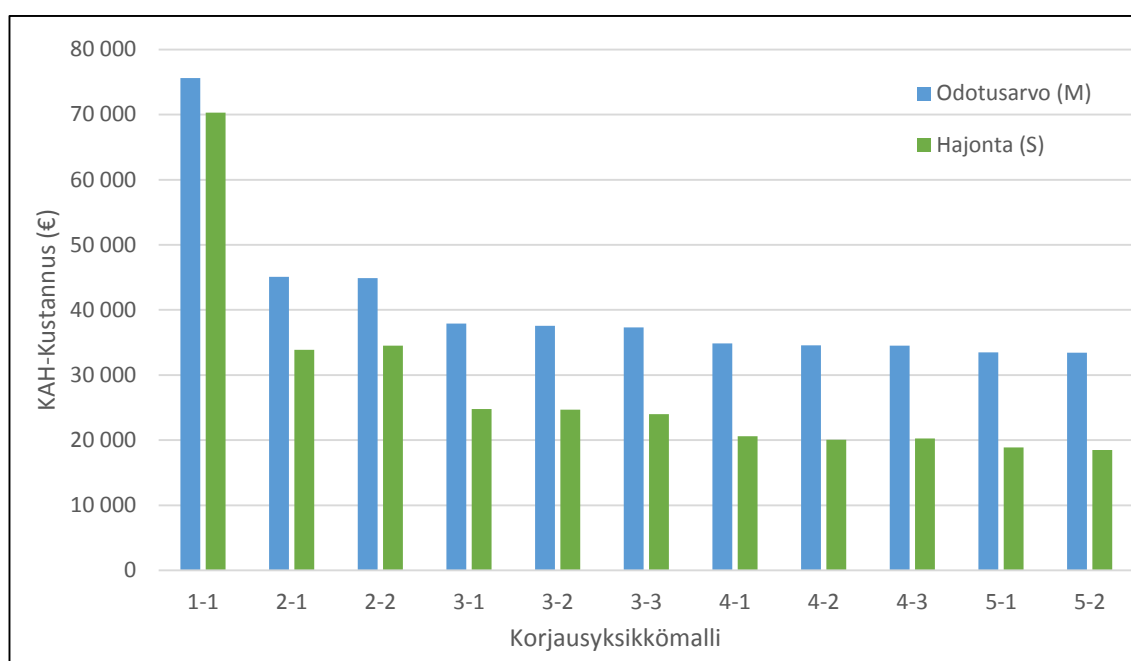
- KJ-vikatilanteiden lukumäärä
- PJ-vikatilanteiden lukumäärä
- Yksittäisen vikatilanteen korjaamiseen kuluva aika

- Muuntopiirien kokema jakelukeskeytyksien yhteenlaskettu kesto
- Loppuasiakkaille jakelukeskeytyksistä maksettava vakiokorvauksen suuruus
- KJ-vikojen aiheuttamat KAH-kustannukset
- PJ-vikojen aiheuttamat KAH-kustannukset.
- Pisin yksittäisen muuntopiirin kokema jakelukeskeytys, jossa keskeytysaika on laskettu kappaleessa 2.2.2 esitetyn vakiokorvausmenetelmän mukaisesti.

Simulointimallissa PJ-vikatilanne aiheuttaa yksittäisen muuntopiirin kattavan jakelukeskeytyksen. Kolmannella valvontajaksolla PJ-vikojen KAH-kustannukset eivät vaikuta jakeluverkkoyhtiöiden tulokseen, joten tämä osa tarkastelusta suoritetaan alustavan mielenkiinnon vuoksi. PJ-vikojen aiheuttamiin KAH-kustannuksiin viitataan myöhemmin PJ-kustannuksina.

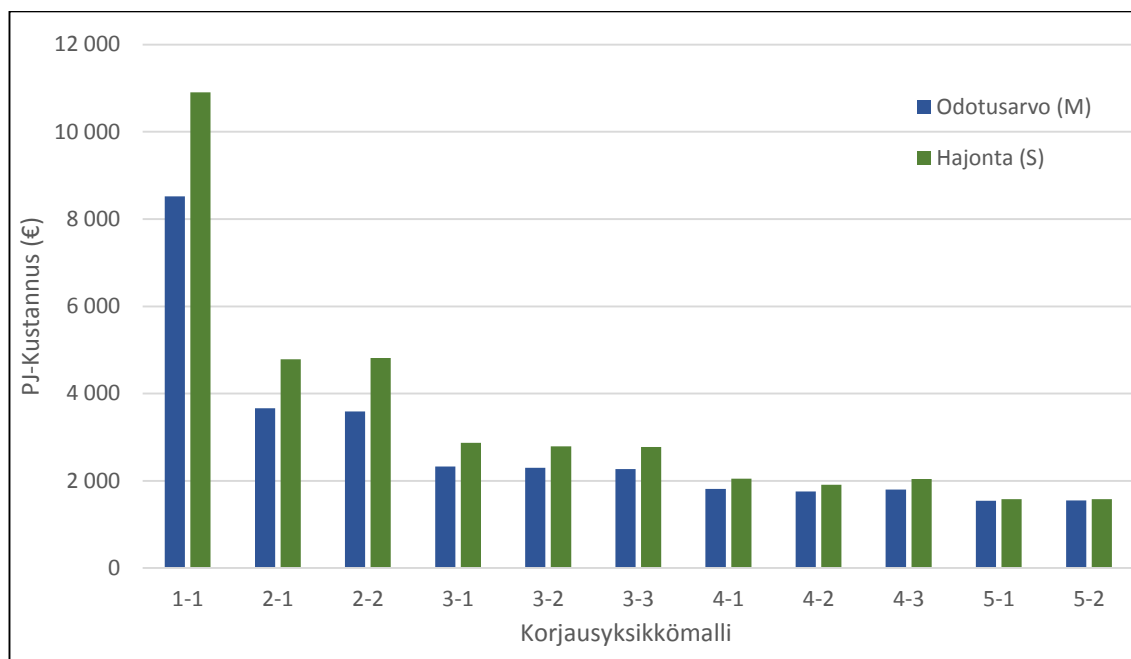
6.3.1 Korjausyksiköiden vaikutus tunnuslukuihin

Tämän tarkastelun tavoitteena on saada selville, millä menetelmillä asemakaava-alueen ulkopuolelle voidaan tarjota laatuvaatimuksien mukaista palvelua. Korjausyksiköiden määrää varioimalla pyritään selvittämään yksiköiden määrän merkitys KAH-kustannusten ja pisimpien keskeytysaikojen muodostumisen kannalta. Samalla voidaan määrittää eri verkkomalleille kustannustehokkain korjausyksikkömalli, kun korjausyksikön hintana simulointimallissa pidetään 2 000 euroa. Kuvaan 6.3 on kerätty korjausyksiköiden vaikutus KAH-kustannuksien muodostumisessa.



Kuva 6.3. Korjausyksiköiden vaikutus suurhäiriöiden KAH-kustannuksiin kun simulointimallina on käytetty nykyverkkomallia.

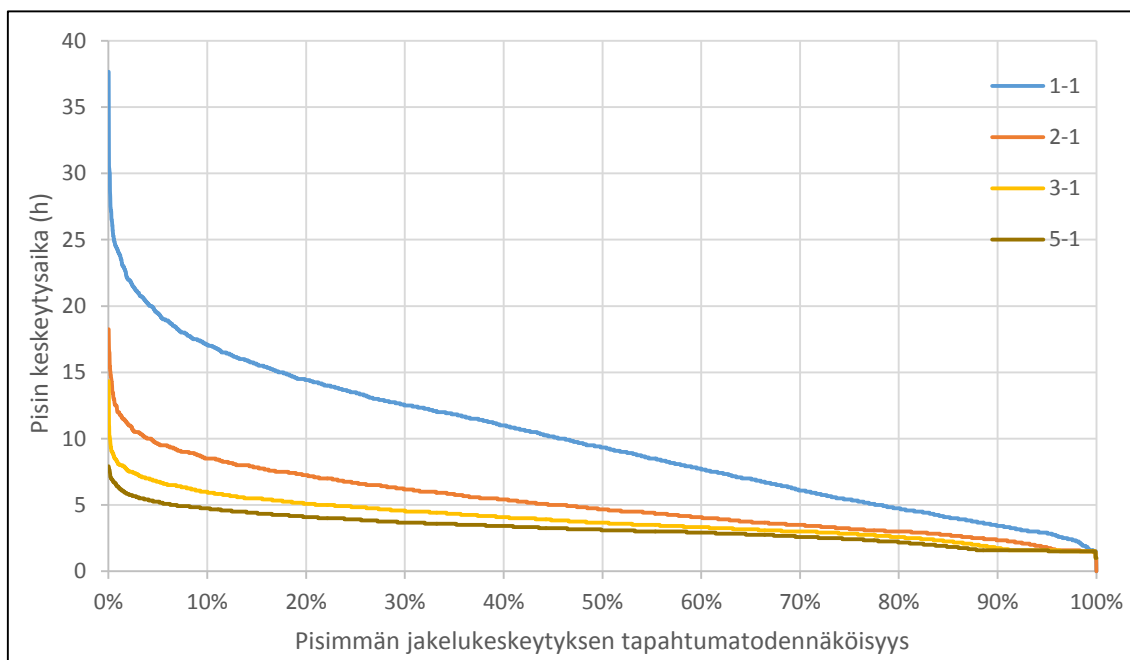
Kuvan 6.3 aineiston perusteella KAH-kustannusten odotusarvo on mahdollista puolittaa korjausyksiköiden määrää korottamalla. Esimerkiksi 2-2 ja 3-3 korjausyksikkömalleilla KAH-kustannusten odotusarvojen välinen ero on 7 500 euroa. 3-3 ja 4-3 korjausyksikkömallien välinen KAH-kustannusero on vielä 2 800 euron tasolla. Tämän perusteella nykyverkkomallilla toimittaessa KENET Oy:n on taloudellisesti kannattavaa hyödyntää jokaista käytettävissä olevaa korjausyksikköä.



Kuva 6.4. Korjausyksiköiden vaikutus suurhäiriöiden aiheuttamiin PJ-kustannuksiin.

PJ-kustannusten kohdalla tilanne on samankaltainen, vaikkakin hajonnan osuus on KAH-kustannuksiin verrattaen suuri. PJ-kustannustarkastelulle ei kuvien 6.3 ja 6.4 perusteella ole suurempaa tarvetta, koska PJ-kustannukset ovat eri suuruusluokassa KAH-kustannusten kanssa.

Pisimmän keskeytysajan tarkastelussa keskitytään ääriarvoja sisältävien simulointikertojen tarkasteluun. Pisin keskeytysaika on simulointimallissa laskettu kappaleessa 2.2.2 esitetyn vakiokorvausmenetelmän mukaisesti. Tämän tarkastelun perusteella muodostetaan arvio laatuvaatimusten täyttymisestä simulointimallilla. Tarkasteluaineisto koostuu kuvan 6.5 kaltaisesta simulointituloksista.



Kuva 6.5. Korjausyksiköiden lukumäärän vaikutus pisimpien keskeytysaikojen tapahtumatodennäköisyyksiin nykyverkkomallilla simuloituna. Tulosten perusteella arvioidaan miten laatuvaatimukset pystytään täyttämään tarkasteltavalla jakeluverkkomallilla.

Simulointikertojen pisimmät keskeytysajat astetaan suuruusjärjetykseen ja näiden perusteella voidaan päätellä pisimpien keskeytysaikojen tapahtumatodennäköisyydet. Kuvan 6.5 perusteella pisin keskeytysaika kasvaa merkittävästi, kun suurhäiriötilanteen korjausyksiköiden määrä ei vastaa nykyisen jakeluverkon vaatimuksia. 1-1 korjausyksikkömallilla simuloituna yksi simulointitulokset ylitti 36 tunnin laatuvaatimuksen rajan. Taulukkoon 6.6 on kerätty eri korjausyksikkömallien ja eri keskeytysaikojen tapahtumatodennäköisyyksiä.

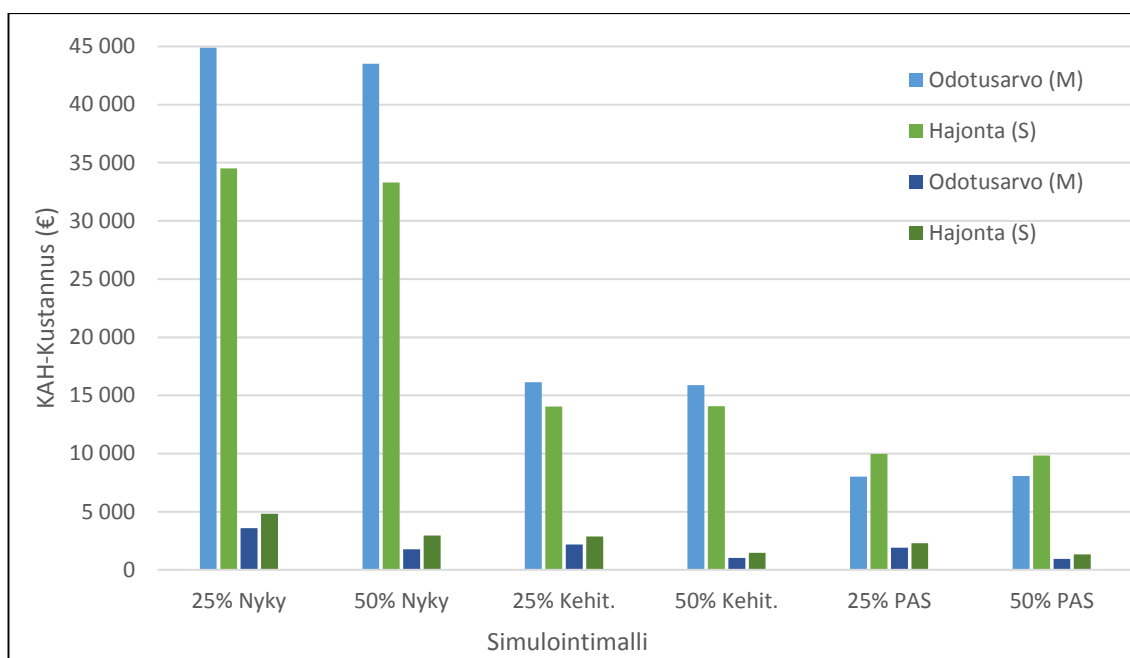
Taulukko 6.6. Pisimmän keskeytysajan tapahtumatodennäköisyyksiä eri korjausyksikkömalleilla, kun tarkastelussa on käytetty nykyistä jakeluverkkomallia. Simulointimallin < 0,02 % tuloksilla tarkoitetaan tarkasteluresoluution ulkopuolelle jääviä tilanteita.

Korjausyksikkömalli	Pisimmän jakelukeskeytyksen todennäköisyys				
	6 h	12 h	18 h	24 h	36 h
1-1	71,1 %	34,2 %	7,8 %	1,1 %	< 0,1 %
2-1	33,2 %	1,1 %	< 0,1 %	< 0,02 %	< 0,02 %
2-2	30,8 %	0,9 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %
3-1	10,1 %	< 0,1 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %
3-2	9,6 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %
3-3	9,3 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %
4-1	2,9 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %
4-2	2,8 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %
4-3	2,6 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %
5-1	1,6 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %
5-2	1,8 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %

Taulukon 6.6 perusteella kaksivuorojärjestelmän lopputuloksen kannalta määräävä tekijä on ensimmäisen työvuoron korjausyksikköjen lukumäärä. Asiaa selittää se, että kahden tunnin vikaintensiteetillä simuloitaessa vikatilanteet tapahtuvat ensimmäisen työvuoron ollessa korjausvastuussa. Simulointitulosten perusteella 2-1 korjausyksikkömallilla ei esiinny laatuvaatimuksia rikkovia tilanteita haja-asutusalueilla.

6.3.2 Verkkorakenteen vaikutus tunnuslukuihin

Suurin mielenkiinto eri verkkorakenteiden välisessä simuloinnissa kohdistuu pisimpiin keskeytysaikojen todennäköisyyteen ja KAH-kustannuksien odotusarvoihin. Ensimmäinen tarkastelu suoritetaan 2-2 korjausyksikkömallilla, jolla havaittiin 12 tunnin keskeytysaikoja nykyverkolla simuloitaessa.



Kuva 6.6. Eri verkkomallien vaikutus KAH- ja PJ-kustannuksiin. KAH-kustannukset on merkitty vaaleilla palkeilla ja PJ-keskeytyskustannukset tummemmilla palkeilla. Simulointi on suoritettu 2-2 korjausyksikkömallilla.

Kuvien 6.3 ja 6.6 tietojen perusteella toimitusvarmuutta parantamalla saavutetaan suuremmat KAH-kustannussäästöt yksittäisessä suurhäiriötilanteessa kuin korjausyksikkömäärää korottamalla. Nykyverkkomallin yhteydessä huomataan PJ-johdinten maakaapeloinnin vähentävän myös KJ-tason KAH-kustannuksia. Tämä on seurausta simulointimallin vikatilanteiden jonoutumisesta, jolloin PJ-vikojen korjaaminen hidastaa KJ-vikojen korjaamista. Tällainen tilanne on hyvin todennäköinen myös käytännössä. Simuloinnin KAH-kustannussäästöjen suuruus ei yksin riitä PJ-verkon maakaapeloinnin perusteeksi.

Eri verkkomallien pisimpien keskeytysaikojen todennäköisyyksiä on listattuna taulukkoon 6.7. Simuloinnissa on jatkettu 2-2 korjausyksikkömallin käyttöä.

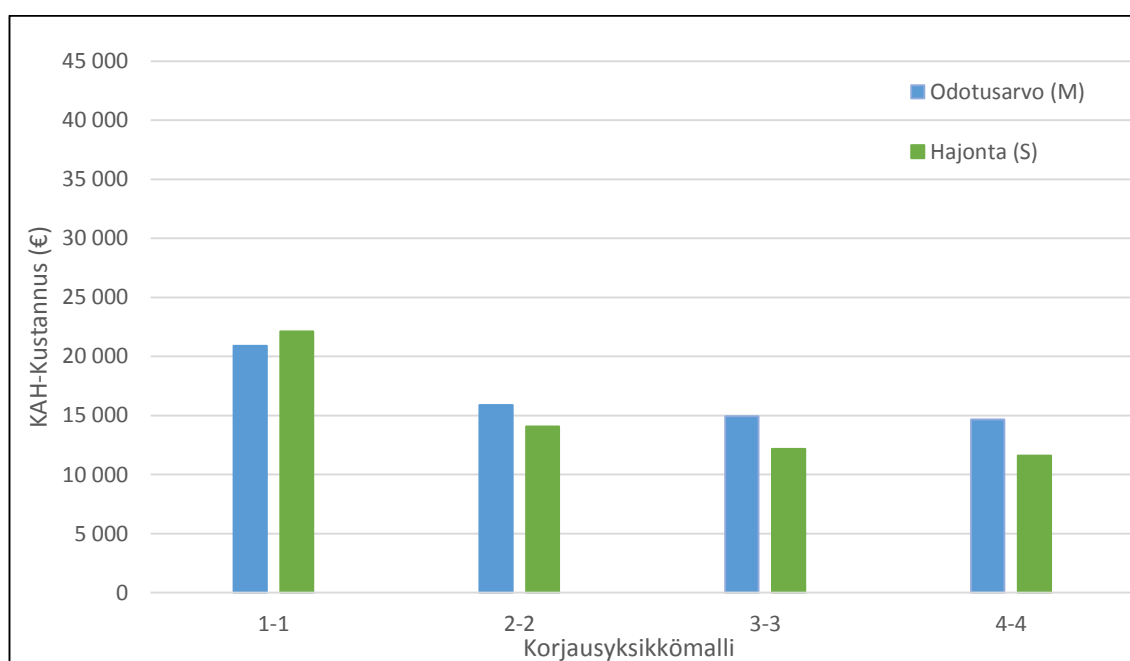
Taulukko 6.7. Pisimmän keskeytysajan tapahtumatodennäköisyyksiä eri verkko-suunnitelmilla. Simuloinnissa on käytetty 2-2 korjausyksikkömallia. PAS-ratkaisujen aineisto on jaettu kahteen osaan simuloinnissa käytetyn vikataajuuden mukaan.

Simulointimalli	Pisimmän jakelukeskeytyksen todennäköisyys				
	6 h	12 h	18 h	24 h	36 h
Nyky 25%	30,8 %	0,9 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %
Nyky 50%	24,7 %	0,3 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %
Kehit. 25%	4,7 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %
Kehit. 50%	2,9 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %
PAS 25% (max)	5,3 %	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %
PAS 50% (max)	2,7 %	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %
PAS 25% (min)	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %
PAS 50% (min)	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %

Nykyverkkomallin PJ-verkkoa maakaapeloimalla saadaan pienennettyä pitkien jakelukeskeytyksien todennäköisyyttä, varsinkin pisimpien keskeytyksien todennäköisyys laskee huomattavasti. Muutoin toimenpiteellä on vähäinen vaikutus kokonaisuuteen. Kehityssuunnitelman ja PAS-ratkaisun verkkomallit laskevat yli 12 tunnin jakelukeskeytyksien todennäköisyyden hyvin alhaiselle tasolle.

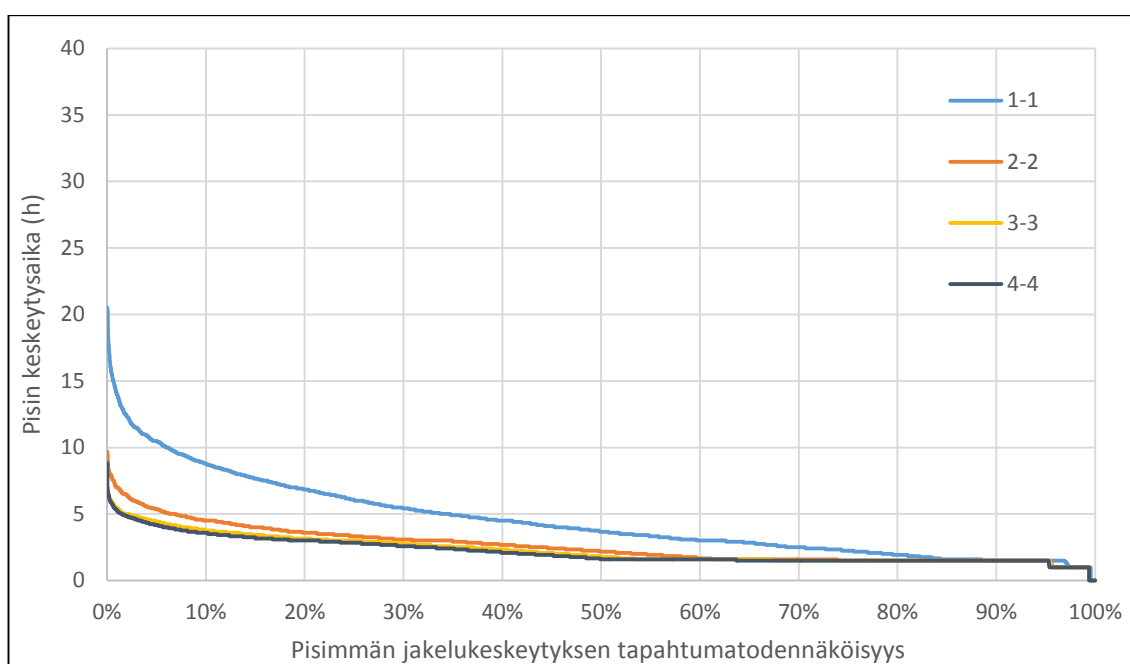
6.3.3 Kehittämissuunnitelman simuloinnista saatuja tuloksia

Kehittämissuunnitelman simulointi aloitetaan aiempien simulointien tavoin korjausyksikkömallia varioimalla.



Kuva 6.7. Korjausyksiköiden määrän vaikutus KAH-kustannuksiin, kun simuloinnissa on käytetty kehittämissuunnitelman simulointimallia.

Kehittämissuunnitelmalla muodostuvat KAH-kustannukset ovat hallittuja verrattuna kuvan 6.3 nykyverkkomallin tuloksiin. Korjausyksiköiden määrän merkitys kehittämissuunnitelman KAH-kustannuksiin on vähäisempi kuin nykyverkon tapauksessa. Taloudellisessa mielessä 2-2 korjausyksikkömalli olisi järkevin vaihtoehto suurhäiriötilanteiden kustannusten minimoimiseksi, koska 2-2 ja 3-3 korjausyksikkömallien välinen erotus jää 950 euron suuruiseksi. 3-3 mallin käyttöä voidaan perustella loppuasiakkaille kohdistuvan haitan minimoinnilla. Tällöin taloudelliseen tarkasteluun voidaan lisätä hajontojen osuus, jolloin saadaan arvio vaikean suurhäiriön taloudellisesta vaikutuksesta. 3-3 mallilla hajonnan arvo on 1 870 euroa pienempi kuin 2-2 mallilla, jolloin kokonaiserotus nousee yli 2 000 euron rajan.



Kuva 6.8. Korjausyksiköiden lukumäärän vaikutus pisimpien keskeytysaikojen todennäköisyyteen kehittämissuunnitelmalla simuloituna. Simulointitulosten perusteella kehittämissuunnitelman mukainen jakeluverkko täyttää laatuvaatimukset kaikissa simulointitilanteissa.

Pisimmän keskeytysajan perusteella kehittämissuunnitelman mukainen ratkaisu tuottaa toimivan lopputuloksen. Jopa 1-1 korjausyksikkömallilla simuloitaessa pisin keskeytysaika ei ylitä 24 tunnin kestoa ja 2-2 korjausyksikkömallilla keskeytysajat jäävät kestoltaan alle 10 tuntiin. Simulointitulosten prosentuaaliset raja-arvot ovat taulukossa 6.8.

Taulukko 6.8. *Pisimmän keskeytysajan tapahtumatodennäköisyyksiä eri korjausyksikkömalleilla, kun tarkastelussa on käytetty kehittämissuunnitelman mukaista simulointimallia.*

Korjausyksikkömalli	Pisimmän jakelukeskeytyksen todennäköisyys				
	6 h	12 h	18 h	24 h	36 h
1-1	26,0 %	2,3 %	0,2 %	< 0,02 %	< 0,02 %
2-2	2,9 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %
3-3	0,5 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %
4-4	0,3 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %

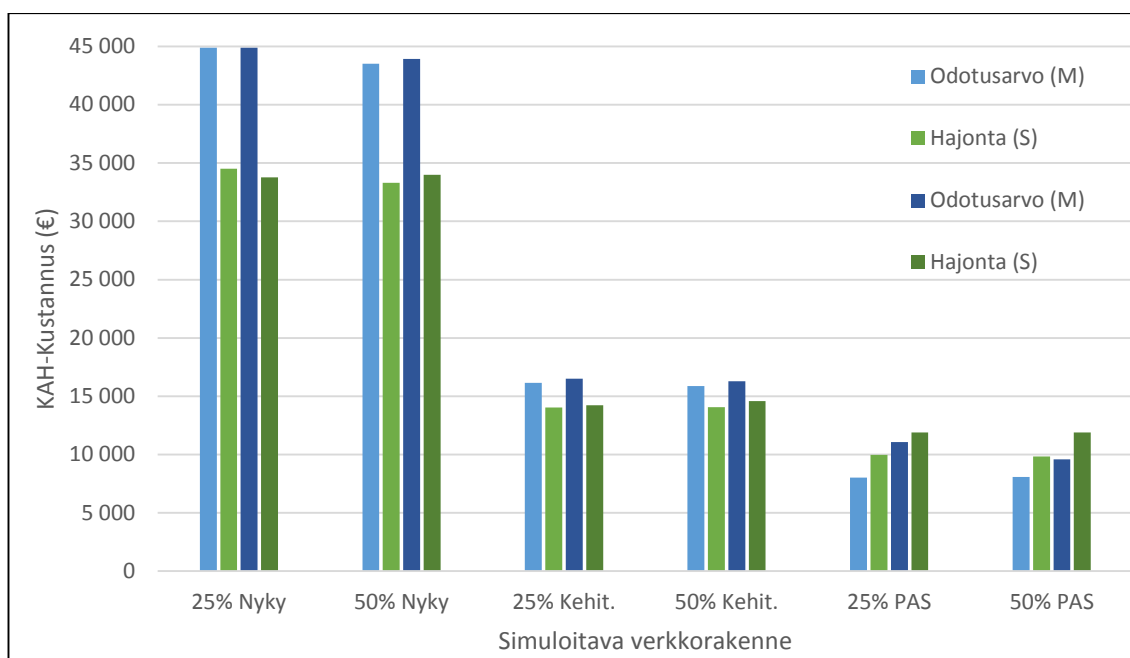
Kehittämissuunnitelmaan pohjautuvalla verkkorakenteella saavutetaan korkea toimitusvarmuus suurhäiriötilanteissa. Jopa yhdellä korjausyksiköllä operoitaessa saavutetaan aina alle vuorokauden mittaiset jakelukeskeytykset.

6.4 Lähtöarvojen vaikutus simulointituloksiin

Tämän kappaleen tarkoituksena on testata simulointimallissa tehtyjä oletuksia ja tarkkailla kuinka ne vaikuttavat simulointituloksiin. Kaikkia mahdollisia tilanteita ei ole työn raameissa mahdollista analysoida, vaan mielenkiinto kohdistetaan kappaleessa 6.3 ilmenneisiin tilanteisiin. Tämän kappaleen simuloinneissa on käytetty 2-2 korjausyksikkömallia.

6.4.1 PAS-johdinten keskeytysaika

Tarkastelu ottaa kantaa PAS-johtimille sattuvien vikatilanteiden vaikutukseen simulointimallissa. Seuraavissa tuloksissa PAS-johtimille tapahtuvien vikatilanteiden korjausaikaa on kasvatettu 90 minuutista 120 minuuttiin.



Kuva 6.9. Eri verkkomallien vaikutus KAH-kustannuksiin, kun PAS-johdinten keskeytysaikoja on varioitu. Alkuperäiset KAH-kustannukset on merkitty vaaleammilla väreillä ja pidennetyllä korjausajalla saadut arvot tummemmilla väreillä.

Nykyverkkomallilla erot jäävät hyvin pieniksi, koska PAS-johdinten osuus ilmajohtimista on pieni. Kehittämissuunnitelman kohdalla keskeytysajan pidentyminen kasvattaa KAH-kustannusten odotusarvoa 400 eurolla. PAS-suunnitelmien kohdalla muutos on odotetusti muita suunnitelmia suurempi, jossa KAH-kustannusten odotusarvo nousee matalammalla PJ-maakaapeloinnilla 3 000 euroa ja korkeammalla PJ-maakaapeloinnilla 1 500 euroa. Eli PAS-johdinten korjausajojen pidentyminen 33 prosenttiyksiköllä kasvattaa KAH-kustannusten odotusarvoa matalammalla PJ-maakaapeloinnilla 38 prosenttiyksiköllä ja 19 prosenttiyksiköllä korkeammalla PJ-maakaapeloinnilla.

Pisimmän keskeytysajan suhteen tilanne muuttuu enemmän kuin KAH-kustannusten tapauksessa. Sekä PAS-suunnitelman että kehittämissuunnitelman pisimmän keskeytysajan tapahtumatodennäköisyys yleistyy merkittävästi. Taulukkoon 6.9 on kerättyä eri simulointimallien tulokset.

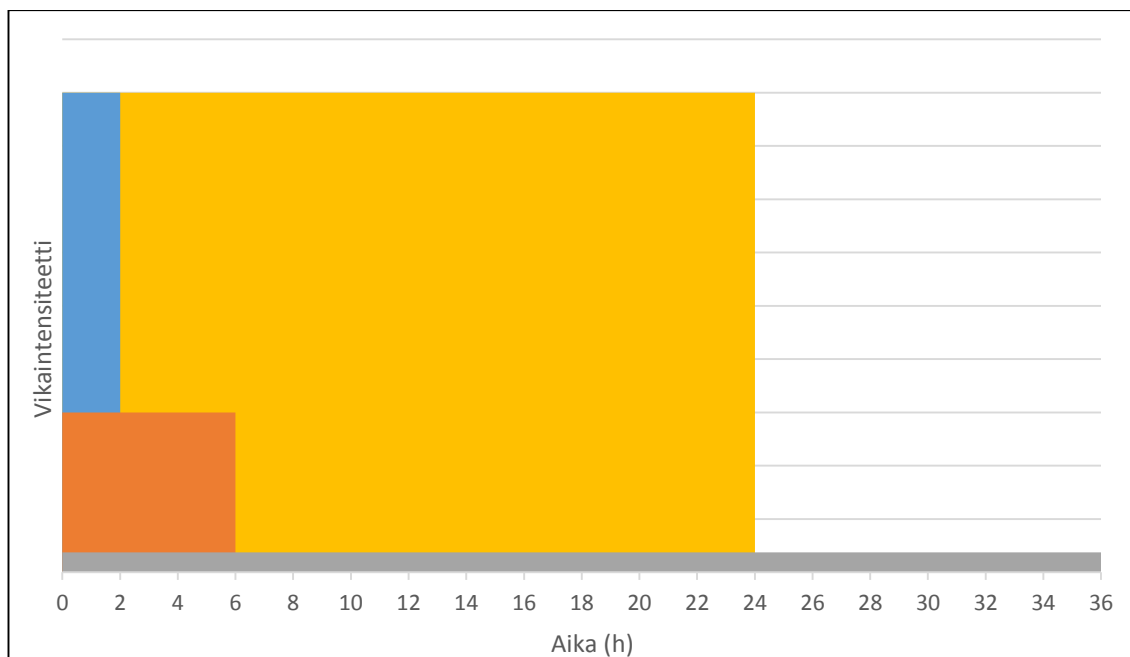
Taulukko 6.9. Suurimman keskeytysajan tapahtumatodennäköisyykdet, kun PAS-johdinten korjausaikana käytetään 120 minuuttia. Simuloinnissa on käytetty 2-2 korjausyksikkömallia.

Simulointimalli	Pisimmän jakelukeskeytyksen todennäköisyys				
	6 h	12 h	18 h	24 h	36 h
Nyky 25%	30,7 %	1,0 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %
Nyky 50%	25,5 %	0,6 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %
Kehit. 25%	6,6 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %
Kehit. 50%	4,4 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %
PAS 25% (max)	10,4 %	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %
PAS 50% (max)	6,8 %	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %
PAS 25% (min)	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %
PAS 50% (min)	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %

Taulukkojen 6.7 ja 6.9 väliset erot ovat hyvin odotetunlaiset. PAS-suunnitelmien kohdalla kuuden tunnin keskeytysaikojen merkittävä lisääntyminen on mielenkiintoinen yksityiskohta. Selittävänä tekijänä voidaan pitää kuvien 6.5 ja 6.8 käyrämuotoja, joiden perusteella pieni lisäys keskeytysaikoihin saa aikaan suuren muutoksen yksittäisen pisteen tarkastelussa.

6.4.2 Simulointi erittäin korkealla vikaintensiteetillä

Aiemmissa simuloinneissa on käytetty vikaintensiteettikäyriä, jotka vastaavat yhden kalenterivuoden vikamäärän toteutumista vuorokauden aikana. Näillä vikataajuuksilla simuloituna jokainen verkkomalli on täyttänyt laatuvaatimuksissa asetetut tavoitteet. Tästä syystä simuloitavien verkkomallien toimintaa on testattava erillisellä stressitestillä. Tässä yhteydessä stressitestinä käytetään tilannetta, jossa vikaintensiteetti on yhtä suuri kuin kahden tunnin vikasimuloinnissa ja simulointiaika nostetaan 24 tuntiin. Tällaisen suurhäiriön vikamäärä vastaa tilannetta, jossa 12 kalenterivuoden keskimääräinen luonnonilmiöiden aiheuttama vikamäärä tapahtuu vuorokauden aikana.



Kuva 6.10. Erittäin korkean vikaintensiteetin suhde aiemmassa tarkasteluissa käytettyihin intensiteettikäyriin.

Tällaisen suurhäiriötilanteen todellinen tapahtumatodennäköisyys on erittäin pieni, mutta tällaisiakin tapauksia on esiintynyt. Laissa esitetty laatuvaatimus ei ota kantaa harvinaisen voimakkaisiin luonnonilmiöihin, jolloin voidaan vain olettaa tämän tarkastelun käyvän järjestelmän korkeasta stressitestistä. Ensimmäiseksi stressitesti suoritetaan 2-2 korjausyksikkömallilla ja simuloinnista saadut tulokset löytyvät taulukosta 6.10.

Taulukko 6.10. Pisimmän keskeytysajan tapahtumatodennäköisyyksiä erittäin korkealla vikaintensiteetillä simuloituna. Simuloinnissa käytetty 2-2 korjausyksikkömallia.

Simulointimalli	Pisimmän jakelukeskeytyksen todennäköisyys				
	6 h	12 h	18 h	24 h	36 h
Nyky 25%	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Kehit. 50%	99,8 %	93,1 %	80,9 %	65,1 %	33,5 %
PAS 50% (max)	100 %	99,9 %	98,2 %	82,8 %	16,5 %
PAS 50% (min)	5,8 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %	< 0,02 %

Taulukon 6.10 tulokset ovat aiempiin tarkasteluihin suhteutettuna valtavia. Tässä välissä on syytä muistuttaa, että simulointimallissa laskettava keskeytysaika muodostetaan kappaleessa 2.2.2 olevan vakiokorvausmenetelmän laskentatavalla. Menetelmän mukaan kahden jakelukeskeytyksen välissä tulee olla vähintään kahden tunnin yhtäjaksoinen sähkönjakelu jotta keskeytysajan laskenta pysäytetään. Nykyverkon sadan prosentin tapahtumatodennäköisyydet ovat seurausta jatkuvasti tapahtuvista sähkökatkoista vikaherkillä johtolähdöillä. Kehittämissuunnitelman verkostomalli ei täytä stressitestiä toimitusvarmuudellaan. Kyseessä kuitenkin oli 2-2 korjausyksikkömallilla suoritettu

testi, joten simulointi toistetaan 4-4 korjausyksikkömallilla ja tästä saadut tulokset löytyvät taulukosta 6.11.

Taulukko 6.11. Pisimmän keskeytysajan tapahtumatodennäköisyyksiä erittäin korkealla vikaintensiteetillä simuloituna. Simuloinnissa käytetty 4-4 korjausyksikkömallia.

Simulointimalli	Pisimmän jakelukeskeytyksen todennäköisyys				
	6 h	12 h	18 h	24 h	36 h
Nyky 25%	100 %	100 %	99,6 %	96,1 %	44,9 %
Kehit. 50%	94,4%	45,9 %	15,1 %	2,3 %	< 0,02 %
PAS 50% (max)	93,9 %	22,8 %	2,3 %	< 0,04 %	< 0,04 %
PAS 50% (min)	1,3 %	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %

Taulukon 6.11 tulosten perusteella nykyverkkomallin toimitusvarmuus ei ole riittävä pitkien jakelukeskeytyksien välttämiseksi. Sen sijaan kehittämissuunnitelman mukainen jakeluverkko täyttää laatuvaatimukset 4-4 korjausyksikkömallilla. Varmistetaan simulointitulost lisäämällä PAS-järjestelmän korjausaikaan 30 minuuttia ja simuloimalla tilanne 4-4 korjausyksikkömallilla. Saadut tulokset ovat taulukossa 6.12.

Taulukko 6.12. Pisimmän keskeytysajan tapahtumatodennäköisyyksiä erittäin korkealla vikaintensiteetillä simuloituna. PAS-johtimien korjausaikaa on pidennetty 30 minuutilla. Simuloinnissa käytetty 4-4 korjausyksikkömallia.

Simulointimalli	Pisimmän jakelukeskeytyksen todennäköisyys				
	6 h	12 h	18 h	24 h	36 h
Nyky 25%	100 %	100 %	99,4 %	96, 8 %	47,9 %
Kehit. 50%	95,5 %	50,7 %	19,1 %	4,7 %	< 0,02 %
PAS 50% (max)	99,9 %	80,1 %	36,2 %	3,3 %	< 0,04 %
PAS 50% (min)	1,7 %	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %	< 0,04 %

Taulukon 6.12 perusteella PAS-järjestelmän korotettu keskeytysaika ei aiheuta kehittämissuunnitelmalle yli 36 tunnin keskeytysaikoja. Täten kehittämissuunnitelman mukainen jakeluverkkomalli takaisi riittävän laatuksen harvinaisten suurhäiriötilanteiden kohdalla.

6.5 Simulointien yhteenveto

Simulointitulosten perusteella intensiteetiltään korkeat suurhäiriöt aiheuttavat suurimmat ongelmat korjausaikojen suhteen. Yksittäisiä simulointikertoja analysoimalla pitkät keskeytysajat ovat yhteydessä KJ-vikojen suuren määrän kanssa. Tällaisissa tapauksissa korjausyksiköt eivät ehdi korjaamaan yksittäisiä PJ-vikoja nopeasti, jolloin huonotuurinen loppuasiakas kokee PJ- ja KJ-vikojen yhteisvaikutuksesta useita

perättäisiä jakelukeskeytyksiä. Tämä tilanne ei tule muuttumaan, koska jokaisessa suurhäiriötilanteessa on aina yksi loppuasiakas jonka jakelukeskeytys kestää pisimpään.

Tässä työssä käytetty simulointimalli on ilmiöön liittyvien muuttujien määrän huomioiden yksinkertainen, joten simulointimallia on mahdollista laajentaa eri osaluonteilta. Simulointi ei ota huomioon sellaisia tilanteita, joissa voimakkaaseen luonnonilmiöön yhdistyy jokin muu merkittävä vikatilanne. KJ-maakaapeliviat ja sähköasemaviat ovat hyviä esimerkkejä tällaisista tapauksista. Simulointiin voidaan lisätä vuodenaikasta ja kellonajasta aiheutuvia muuttujia. Vikajonon simulointiin voidaan sisällyttää valvomon toiminta sekä erottimien vikaantumisesta aiheutuvat muutokset keskeytysaikoihin, KAH-kustannuksiin sekä vikojen rajausaikoihin.

Simulointimallin yksinkertaisuuden lisäksi simulointituloksien käsittely on tämän diplomityön osalta vähäistä. Kappaleessa 6.3 mainituista simulointituloksista ainoastaan KAH-kustannuksia ja pisimpiä keskeytysaikoja päädyttiin käyttämään simulointimallien analyysissä. Simulointimalleja voidaan entisestään tarkentaa metsäisyyskertoimien ja 1 kV:n jakelujännitteen käytöllä. Tässä työssä metsäisyyskerrointa ei haluttu käyttää, jotta lähtöaineistoista saadut vikataajuudet tulisivat mahdollisimman todenmukaisina simulointiin. 1 kV:n lisääminen simulointiin olisi vaatinut laajempaa taustatyötä sekä lisäohjelmointia.

7 YHTEENVETO

Diplomityön alkuperäisenä tutkimuskysymyksenä oli analysoida Öjan maaseutumaisen jakeluverkkoalueen nykytilaa ja kehittää alueelle kustannustehokas saneeraussuunnitelma. Diplomityön lähtökohtana haluttiin selvittää alueelliset KJ- ja PJ-maakaapelointiasteet, joilla sähkömarkkina-alueissa asetetut laatuvaatimukset täyttyisivät. Tämän lisäksi diplomityössä pyrittiin todistamaan sähkömarkkina-alueissa asetetun laatuvaatimuksen täyttyminen KENET Oy:n maaseutumaisen jakeluverkkoalueen osalta. Tutkimuksessa päädyttiin optimoimaan koko maaseutumaisen jakeluverkkoalueen siirtojohtimia, joilla mahdollisten suurihäiriötilanteiden aiheuttamat vahingot pysyvät laatuvaatimusten asettamissa rajoissa.

Öjan alueelle luotiin toteutuskelpoinen saneeraussuunnitelma, jota verkkoyhtiö voi soveltaa strategiaansa sopivimmalla menetelmällä. Keskijännitejohtimien kohdalla runkojohtojen siirto tienvieriin lisää Öjan alueen toimitusvarmuutta. BLL-ilmajohdin olisi teknillistaloudellisesti järkevin vaihtoehto, mutta maastollisista syistä maakaapelointi on muutamissa paikoissa ainoa järkevä rakennusvaihtoehto. Öjan alueella on muutama 1 kilovoltin jakelujännitteelle soveltuva saneerauskohde. Jännitetason käyttöönottoa on kuitenkin harkittava, koska tehontarpeen selkeä nousu aiheuttaa taloudellisen riskin 1 kV:n rajallisen siirtotehon vuoksi.

Suurihäiriötilanteiden luonnetta demonstroitii KENET Oy:n jakeluverkossa Monte Carlo –simuloinnin avulla. Kehittämissuunnitelman mukaisella jakeluverkolla KENET Oy:n on taloudellisesti kannattavaa pitää varallaolojärjestelmässä jokainen vikatilanteita maastossa korjaava yksikkö, koska korjausyksikkökustannusten ja KAH-kustannusten väliset odotusarvot puoltavat tätä käytäntöä. PAS-johtimia saneerauksessa suosivan jakeluverkon suurimmat keskeytysajat olivat mielenkiintoista luettavaa. KENET Oy:n vikataajuuksilla simuloitaessa pisin loppuasiakkaan kokema jakelukeskeytys oli yli kuuden tunnin mittainen 6,8 prosentin todennäköisyydellä. Vastaava todennäköisyys Energiategollisuuden laskemalla vikataajuudella lähestyi nollaa, koska simuloinnissa ei havaittu yhtään tällaista tapahtumaa.

Suurihäiriötilanteiden lisäksi simuloinnissa käytetyille verkkomalleille suoritettiin stressitesti, jossa 12 vuoden keskimääräinen luonnonilmiöiden aiheuttama vikamäärä tapahtuu vuorokauden aikana. Nykyverkkoa simuloitaessa tavanomaisella korjausyksiköiden määrällä pisin loppuasiakkaan kokema jakelukeskeytys on yli 36 tuntia 100 % todennäköisyydellä. Kehittämissuunnitelman mukaisella jakeluverkolla vastaava todennäköisyys oli 33,5 %. PAS-johtimilla rakennetulla jakeluverkolla keskeytysajan todennäköisyys oli KENET Oy:n vikataajuudella 16,5 % ja ET:n vikataajuudella kyseinen todennäköisyys lähestyi nollaa. Stressitesti toistettiin nostamalla korjausyksiköiden määrä KENET Oy:n huippuarvoon. Tällöin 36 tunnin pisimmän jakelukeskeytyksen todennäköisyys nykyverkolla oli 44,9 % ja muissa tilanteissa todennäköisyys lähestyi nollaa. Diplomityössä kerätyn aineiston perusteella

voidaan tehdä perusteltu oletus jonka mukaan pitkästi avojohtoa sisältävät johtolähdöt kokevat suurhäiriötilanteissa liiallisesti jakelukeskeytyksiä, jolloin yhtäjaksoista sähkönjakelua ei voida tarjota tällaisen poikkeuksellisen tilanteen vallitessa. Lisäksi korjausyksiköiden riittävä määrä suurhäiriötilanteiden vaikutuksen minimoinnissa on simuloinnin perusteella ensisijainen investointi aiheutuviin kustannuksiin nähden.

LÄHTEET

- [1] Elinkeinoelämän keskusliitto EK ja Energiateollisuus ry. Arvio Suomen sähkön kysynnästä vuonna 2030. Lokakuu 2009. Saatavissa:
http://energia.fi/sites/default/files/arvio_sahkon_kysynnasta_2030_271009.pdf
- [2] SFS-EN 50160. Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet. Helsinki 2010. Suomen standardisoimisliitto SFS ry. 63 s.
- [3] Energiateollisuuden keskeytystilasto-ohje
- [4] L 9.8.2013/588. Sähkömarkkinalaki.
- [5] Energiateollisuus. Vakiokorvaukset –sovellusohje. Lokakuu 2014. Saatavissa:
http://energia.fi/sites/default/files/vakiokorvaukset_sovellusohje_2014.pdf
- [6] L 9.8.2013/590. Laki sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta.
- [7] Energiavirasto. Valvontamenetelmät sähkön jakeluverkkotoiminnan ja suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioimiseksi 1.1.2012 alkavalla ja 31.12.2015 päättyvällä kolmannella valvontajaksolla. Helmikuu 2013. Saatavissa:
<http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Liite+1+Valvontamenetelm%C3%A4t+s%C3%A4hk%C3%B6n+jakeluverkkotoiminta+ja+suurj%C3%A4nnitteisen+jakeluverkkotoiminta.pdf/2ac07c0c-1e31-4e95-a24d-6f19a0d676cf>
- [8] Suomen virallinen tilasto (SVT): Kuluttajahintaindeksi [verkojulkaisu] ISSN=1796-3524. Maaliskuu 2014. Helsinki: Tilastokeskus [viitattu: 25.4.2014]. Saatavissa:
http://tilastokeskus.fi/til/khi/2014/03/khi_2014_03_2014-04-14_tie_001_fi.html
- [9] Markkinaoikeuden päätös 31.12.2008 (Nrot 551-634). Saatavissa:
<http://www.markkinaoikeus.fi/fi/index/paatokset/energiamarkkinaasiat/energiamarkkinaasiat/45528.html>
- [10] Verho Pekka, Strandén Janne, Nurmi Veli-Pekka, Mäkinen Antti, Järventausta Pertti, Hagqvist Olli, Partanen Jarmo, Lassila Jukka, Kaipia Tero, Honkapuro Samuli. Nykyisen valvontamallin arviointi – suurhäiriöriski. Tampereen teknillinen yliopisto, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Marraskuu 2010. Raportti.
- [11] Heikkilä Tuukka. Sähköverkon toimitusvarmuuteen liittyvien valvontamenetelmien kehittäminen. Tammikuu 2014. Diplomityö. Saatavissa:

<http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Diplomity%C3%B6%20Tuukka+Heikkil%C3%A4%20Energiavirasto+FINAL.pdf/5f3b5842-ae34-4aff-af94-9ccd51401598>

[12] Kuosmanen Timo, Kortelainen Mika, Kultti Klaus, Pursiainen Heikki, Saastamoinen Antti, Sipiläinen Timo. 2010. Sähköverkkotoiminnan kustannustehokkuuden estimointi StoNED-menetelmällä. Raportti. Saatavissa: http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Lahde_36_SigmaHat_StoNED_2010.pdf/7ca5cb1c-3111-44d0-88dc-06928a5b5c57

[13] SFS 6000. Pienjännitesähköasennukset. Helsinki 2012. Suomen standardisoimisliitto SFS ry. 604 s.

[14] SA2:08, 2008. Pienjänniteverkon ja jakelumuuntajan sähköinen mitoittaminen. Verkostosuositus. Helsinki, Energiateollisuus ry. 44 s.

[15] Lakervi Erkki, Partanen Jarmo. 2009. Sähkönjakelutekniikka. 2. uudistettu painos. ISBN 978-951-672-359-7

[16] Koreneff Göran. Kuormituskäyrien hyödyntäminen tulevaisuudessa. Syyskuu 2010. Tutkimusraportti. VTT-R-07496-10

[17] Energiateollisuus ry. Sähkön keskeytystilastot 2007-2013. Saatavissa: <http://energia.fi/tilastot-ja-julkaisut/sahkotilastot/sahkon-keskeytystilastot>

[18] Verho Pekka, Pylvänäinen Jouni, Järvinen Jussi, Oravasaari Mikko, Kunttu Susanna, Sarsama Janne. Loutettavuuspohjainen verkostanalyysi (LuoVa) – projektin loppuraportti. 2005. Raportti.

[19] RJ 21-92, 1992. Ilmajohtojen johtoalueet. Verkostosuositus. Helsinki, SENER ry. 17 s.

[20] Laine Janne. Sähkönjakeluverkon komponenttien pitoajat. Tammikuu 2005. Diplomityö. Saatavissa: <https://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/34432/nbnfi-fe20051191.pdf?sequence=1>

[21] Leskinen Tapio. Design of MV and HV covered conductor overhead lines. May 2003. Cired, 17th International Conference on Electricity Distribution.

[22] Wareing J.B. Covered Conductor Systems for Distribution. December 2005. EA Technology Ltd, Capenhurst, Chester.

[23] Markkinaoikeuden päätös 21.12.2012 (Nrot 427-501). Saatavissa:

<http://www.markkinaoikeus.fi/fi/index/paatokset/energiamarkkinaasiat/energiamarkkinaasiat/60714.html>

[24] Energiamarkkinavirasto. Maakaapelien Kaivuolosuhteiden käyttö jälleenhankinta-arvojen laskennassa. Marraskuu 2011. Saatavissa:

[http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Lahde_10_EMV_Perustelumuistio_1_\(versio_3\)-2011.pdf/f7e18a7e-a797-4451-b127-2d400dc24b7e](http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Lahde_10_EMV_Perustelumuistio_1_(versio_3)-2011.pdf/f7e18a7e-a797-4451-b127-2d400dc24b7e)

[25] Suomen ympäristökeskus. CLC2006-maankäyttö/maanpeite (25m) -paikkatietoaineisto (rasteri). Saatavissa:

http://www.d3.ymparisto.fi/d3/Static_rs/spesific/clc2006_fi25m.zip

[26] Energiavirasto. Keski-iän huomiointi sähköverkon nykykäyttöarvon laskennassa. Lokakuu 2011. Saatavissa:

[http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Lahde_11_-EMV_Perustelumuistio_2_\(versio_3\)-2011.pdf/18914458-d0c8-4955-9ed4-1bb72ba832e6](http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Lahde_11_-EMV_Perustelumuistio_2_(versio_3)-2011.pdf/18914458-d0c8-4955-9ed4-1bb72ba832e6)

[27] Hämäläinen Jukka, Teriö Olli. Keskijännitekaapelin asennus kallion ylityksiin. Helmikuu 2011. Saatavissa:

<http://www.tut.fi/idcprod/groups/public/@1102/@web/@p/documents/liit/p019778.pdf>

[28] Lohjala, Juha. Haja-asutusalueiden sähköjakelujärjestelmien kehittäminen – erityisesti 1000 V jakelujännitteen käyttömahdollisuudet. Maaliskuu 2005. Väitöskirja. 194 s.

[29] Koivu Veli-Pekka. Kaavoituspäällikkö, Kokkolan Kaupunki. Haastattelu ja asemakaava-aineisto. 27.5.2014.

[30] Partanen Jarmo, Lassila Jukka, Kaipia Tero, Matikainen Mika, Järventausta Pertti, Verho Pekka, Mäkinen Antti, Kivikko Kimmo, Pylvänäinen Jouni, Nurmi Veli-Pekka. Sähköjakeluverkkoon soveltuvat toimitusvarmuuskriteerit ja niiden raja-arvot sekä sähköjakelun toimitusvarmuudelle asetettavien toiminnallisten tavoitteiden kustannusvaatimukset. Tampere ja Lappeenranta, Lokakuu 2006. Tutkimusraportti. 138 s.

[31] Artto Karlos, Martinsuo Miia, Kujala Jaakko, Projektiliiketoiminta, 2006 (2. painos: 2008). WSOY, Helsinki. 417 s.

LIITE 1: SÄHKÖNJAKELUVERKON KOMPONENTTIEN YKSIKKÖHINNAT VUONNA 2014

Muuntamot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
1-pylväsmuuntamo	kpl	5 040
2-pylväsmuuntamo	kpl	6 700
4-pylväsmuuntamo	kpl	7 710
Kevyt puistomuuntamo	kpl	9 170
Puistomuuntamo, ulkoa hoidettava	kpl	24 540
Puistomuuntamo, sisältä hoidettava	kpl	33 990
Kiinteistömuuntamo	kpl	53 590
Erikoismuuntamo	kpl	81 140
Kaapeloitu erotinasema	kpl	25 420
1 kV suojalaitteet	kpl	2 040

Muuntajat	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
16 kVA	kpl	3 360
30 kVA	kpl	3 360
50 kVA	kpl	3 430
100-160 kVA	kpl	4 920
200 kVA	kpl	6 450
300-315 kVA	kpl	7 930
500-630 kVA	kpl	10 160
800 kVA	kpl	14 430
1000 kVA	kpl	16 390
1250 kVA	kpl	19 510
1600 kVA	kpl	19 510
20/10 kV muuntajat	kpl	250 990
10/20 kV muuntajat	kpl	254 230
45/20 kV muuntajat	kpl	279 120
20/20 kV säätömuuntajat	kpl	205 550

20 kV ilmajohtot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Sparrow tai pienempi	km	20 760
Raven	km	24 610
Pigeon	km	26 570

Al 132 tai suurempi	km	29 930
Yleiskaapeli 70 tai pienempi	km	46 170
Yleiskaapeli 95 tai suurempi	km	48 910
Päällystetty avojohto 35 - 70	km	30 020
Päällystetty avojohto 95 tai suurempi	km	32 160
Muut	km	20 760

0,4 kV ilmajohtot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
AMKA 16 - 25	km	15 480
AMKA 35 - 50	km	16 710
AMKA 70	km	19 480
AMKA 120	km	22 740
Muut	km	15 480

20 kV erottimet ja katkaisijat	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Johtoerotin, 1-vaiheinen huoltoerotin	kpl	320
Johtoerotin, kevyt	kpl	3 530
Johtoerotin, katkaisukammioin	kpl	5 170
Kauko-ohjattu erotinasema, 1 erotin	kpl	14 020
Kauko-ohjattu erotinasema, 2 erotinta	kpl	26 100
Kauko-ohjattu erotinasema, 3-4 erotinta	kpl	37 050
Pylväskatkaisija, kauko-ohjattava	kpl	17 170
20 kV katkaisija-asema	kpl	81 140
20/20 kV säätöasema	kpl	205 550

20 kV maakaapelit (asennus)	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Enintään 70 maakaapeli	km	24 520
95 - 120 maakaapeli	km	32 290
150 - 185 maakaapeli	km	37 940
240 - 300 maakaapeli	km	45 390
400 - 500 maakaapeli	km	84 920
630 - 800 maakaapeli	km	151 030
Enintään 70 vesistökaapeli	km	41 040
95 - 120 vesistökaapeli	km	43 000
150 - 185 vesistökaapeli	km	46 730
Kojeistopääte	kpl	1 260

Pylväspääte	kpl	2 370
Jatko	kpl	2 010

0,4 kV maakaapelit (asennus)	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Enintään 25 maakaapeli	km	7 840
35 - 50 maakaapeli	km	8 970
70 maakaapeli	km	11 720
95 - 120 maakaapeli	km	12 890
150 - 185 maakaapeli	km	19 850
240 - 300 maakaapeli	km	24 390
Enintään 35 vesistökaapeli	km	11 720
50 - 70 vesistökaapeli	km	14 300
95 - 120 vesistökaapeli	km	21 480
Vähintään 150 vesistökaapeli	km	22 910

0,4 ja 20 kV maakaapelit (kaivu)	Yksikkö	Yksikköhinta euroa/km
Helppo	km	10 120
Normaali	km	23 110
Vaikea	km	66 000
Erittäin vaikea	km	128 240

Jakokaapit ja jonovarokeytkimet	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Haaroituskaappi	kpl	660
Kaapelijakokaappi, enintään 400 A	kpl	1 390
Kaapelijakokaappi, vähintään 630 A	kpl	1 770
Jonovarokeytkin, enintään 160 A	kpl	300
Jonovarokeytkin, 250 – 400 A	kpl	440
Jonovarokeytkin, 630 A	kpl	660

45, 110 ja 400 kV johdot sekä erotinasemat	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
45 kV puupylväsjohto	km	45 440
110 kV kevytrakenteinen puupylväsjohto	km	100 610
110 kV puupylväsjohto, yksi virtapiiri, yksi osajohdin	km	133 930
110 kV putkipylväsjohto, yksi virtapiiri, kaksi osajohdinta	km	158 930
110 kV teräsristikkopylväsjohto, yksi virtapiiri	km	228 280
110 kV teräsristikkopylväsjohto, kaksi virtapiiriä	km	291 020
110 kV maakaapeli, normaali olosuhde, 800 mm ² tai alle	km	454 370
110 kV maakaapeli, vaikea olosuhde, 800 mm ² tai alle	km	530 110
110 kV maakaapeli, normaali olosuhde, 1000 mm ² tai yli	km	751 890
110 kV maakaapeli, vaikea olosuhde, 1000 mm ² tai yli	km	887 120
400 kV teräspylväsjohto, harustettu	km	195 820
400 kV teräspylväsjohto, vapaasti seisova	km	346 200
45 kV erotinasema (1 erotin)	kpl	20 560
110 kV johtoerotin	kpl	24 880
110 kV kaukokäyttöinen johtoerotin	kpl	36 780
110 kV johtoaluekorvaus	km	22 720
400 kV johtoaluekorvaus	km	31 370

45 kV sähköasemarakenteet	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
45/20 kV sähköasema	kpl	400 290
45 kV kentät 110 kV asemilla	kpl	214 200
+ lisäkentät	kpl	192 570

Verkkotietojärjestelmä	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Verkkotietojärjestelmä, perusosa	kpl	119 010
+ asiakasmäärään perustuva osa	asiakasta	6,5

Asiakastietojärjestelmä	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Asiakastietojärjestelmä, perusosa	kpl	74 640
+ asiakasmäärään perustuva osa	asiakasta	9,4

Mittaustieto- ja tasehallintajärjestelmä	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Mittaustieto- ja tasehallintajärjestelmä, perusosa	kpl	136 310
+ käyttöpaikkamäärään perustuva osa	asiakasta	6,5

Käytönvalvontajärjestelmä	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Käytönvalvontajärjestelmä, perusosa	kpl	297 510
+ sähköasemakohtainen lisäosa	kpl	9 740
+ erotinasemakohtainen lisäosa	kpl	2 170

Käytöntukijärjestelmä	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Käytöntukijärjestelmä, perusosa	kpl	21 640
+ liitettyjen järjestelmien määrään perustuva lisäosa	kpl	21 640
+ sähköasemakohtainen lisäosa	kpl	1 080
+ erotinasemakohtainen lisäosa	kpl	540

Käytönvalvontajärjestelmän viestiverkot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Viestiverkot, perusosa	kpl	88 720
+ sähköasemakohtainen lisäosa	kpl	5 410
+ kaapelimuuntamokohtainen lisäosa	kpl	760

Energiamittauslaitteet	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Paikallisesti luettavat mittarit	kpl	160
Etäluettavat mittarit (63 A ja alle)	kpl	210
Etäluettavat mittarit (yli 63 A)	kpl	760

Sähköasematontit	Yksikkö	Yksikköhinta euroa/m2
Suurkaupunkien kaava-alueet	m ²	70,4
Muut kaava-alueet	m ²	2,7
Kaavoittamaton alue	m ²	1,3

Sähköasemarakennukset	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Suurkaupunkien kaava-alueet	kpl	854 660
Muut kaava-alueet	kpl	243 420
Kaavoittamaton alue	kpl	86 550

Sähköasemat, 110 kV päämuuntajat	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
6 MVA	kpl	266 140
10 MVA	kpl	300 750
16 MVA	kpl	346 200
20 MVA	kpl	389 470
25 MVA	kpl	432 750
31,5 MVA	kpl	504 150
40 MVA	kpl	567 970
50 MVA	kpl	646 950
63 MVA	kpl	768 110
80 MVA	kpl	876 300
100 MVA	kpl	973 670
220/110 kV muuntaja	kpl	1 211 680

Sähköasemat, 110 kV kevyt sähköasema	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
110 kV kevyt sähköasema	kpl	394 880

Sähköasemat 110 kV kentät, ilmaeristeinen sähköasema	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Muuntajaperustus ja liitännät ilmaeristeisellä asemalla	kpl	57 340
Ilmaeristeinen 1-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	387 310
+ 1-kisko lisäkenttä	kpl	246 660
Ilmaeristeinen 2-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	469 520
+ 2-kisko lisäkenttä	kpl	328 890
Ilmaeristeinen 3-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	547 420
+ 3-kisko lisäkenttä	kpl	387 310
Suojaus- ja automaatio, peruskenttä (ilmaeristeinen)	kpl	67 080
+ lisäkenttä	kpl	19 040

Sähköasemat 110 kV kentät, kaasueristeinen sähköasema	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Muuntajaperustus ja liitynnät kaasueristeisellä asemalla	kpl	51 930
Kaasueristeinen 1-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	601 510
+ 1-kisko lisäkenttä	kpl	361 340
Kaasueristeinen 2-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	701 040
+ 2-kisko lisäkenttä	kpl	443 570
Suojaus- ja automaatio, peruskenttä (kaasueristeinen)	kpl	86 770
+ lisäkenttä	kpl	31 800

Sähköasemat, 20 kV kojeistot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Ilmaeristeinen 1-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	21 420
+ 1-kisko lisäkenttä	kpl	13 960
Ilmaeristeinen 2-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	32 780
+ 2-kisko lisäkenttä	kpl	21 960
Kaasueristeinen 2-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	49 760
+ 2-kisko lisäkenttä	kpl	30 070
Suojaus- ja automaatio, peruskenttä (asemakohtainen)	kpl	21 420
+ lisäkenttä	kpl	6 380

Muut verkkokomponentit	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Kondensaattori 2,4 Mvar	kpl	38 730
Maasulun sammutuslaitteisto, 100 A	kpl	135 240
Maasulun sammutuslaitteisto, 100 A maadoitusmuuntajalla	kpl	148 210
Maasulun sammutuslaitteisto, 140 A	kpl	157 950
Maasulun sammutuslaitteisto, 140 A maadoitusmuuntajalla	kpl	176 350
Maasulun sammutuslaitteisto, 250 A	kpl	164 440
Maasulun sammutuslaitteisto, 250 A maadoitusmuuntajalla	kpl	192 570
Kuristin, alle 50 MVA	kpl	51 930
Kuristin, yli 50 MVA	kpl	70 320
Varavoimageneraattori, 50-110 kVA	kpl	31 370
Varavoimageneraattori, 250-350 kVA	kpl	62 750
Varavoimageneraattori, 700-1000 kVA	kpl	205 550

LIITE 2: KENET OY:N JAKELUVERKON KJ-JOHDINPITUUKSIEN KEHITYS VUOSINA 2005-2014

<i>Vuosi</i>	<i>Avojohto (km)</i>	<i>PAS (km)</i>	<i>Ilmakaapeli (km)</i>	<i>Maakaapeli (km)</i>	<i>Yhteensä (km)</i>
2005	218	29	3	72	322
2006	218	30	3	73	324
2007	214	40	2	89,8	346
2008	213,1	40,3	2	93,8	349
2009	213,1	41,7	2	94,44	351
2010	211,75	38,61	1,8	102,0	354,2
2011	208,78	37,32	1,2	111,7	359,0
2012	196,91	36,34	2,50	124,7	360,45
2013	187,79	35,75	2,50	135,14	361,18
2014	169,60	32,91	2,50	147,94	352,95